

# **ATOMKRAFTWERK NECKARWESTHEIM**

## **Korrosionsschäden an den Heizrohren der Dampferzeuger GKN Block II**

### **Fachtechnische Stellungnahme**

**STAND: 16. September 2019**

**Verfasser:**

Dipl. Ing. Hans Heydemann  
Weimarstr. 44  
70176 Stuttgart

## INHALTSVERZEICHNIS

|   | Seite | Revision |
|---|-------|----------|
| <b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....  | 3     |          |
| <b>0. VORBEMERKUNG</b> .....  | 4     |          |
| <b>1.0 ÖFFENTLICHE MITTEILUNGEN DER FESTGESTELLTEN SCHÄDEN</b> .....            | 5     |          |
| 1.1 Pressemitteilungen über das Prüfergebnis der Revision 2018.....             | 5     |          |
| 1.2 Pressemitteilungen über das Prüfergebnis der Revision 2019.....             | 5     |          |
| 1.3 Bericht des Umweltministeriums „Wirbelstromprüfung DE-Heizrohre“ GKNII..... | 6     |          |
| 1.4 Letzte Meldung: „Wiederinbetriebnahme GKN Block II erneut verschoben“.....  | 9     |          |
| <b>2.0 BEWERTUNG DER FESTGESTELLTEN SCHÄDEN</b> .....                           | 10    |          |
| 2.1 Widersprüche und Verharmlosungen.....                                       | 10    |          |
| 2.2 Tatsächlicher Prüfumfang.....   | 11    |          |
| 2.3 Wanddicken-Schwächung und Versagens-Gefahr der Heizrohre.....               | 12    |          |
| 2.4 Verlauf und Folgen eines Rohrwand-Versagens.....                            | 13    |          |
| <b>3.0 SCHADENSPRÜFUNG DAMPFERZEUGER-HEIZROHRE</b> .....                        | 16    |          |
| 3.1 Verfahrensbeschreibung Wirbelstromprüfung [WSP].....                        | 16    |          |
| 3.2 Auswertung und Aussagefähigkeit der Meßwerte.....                           | 18    |          |
| 3.3 Erschwerte Durchführung der Wirbelstromprüfung an DE-Heizrohren.....        | 19    |          |
| 3.4 Verrauchung des Tunnels.....  | 17    |          |
| 3.5 Tunnellüftung.....  | 21    |          |
| <b>4.0 KORROSIONSVORGÄNGE UND ABHIFEMASSNAHMEN</b> .....                        | 21    |          |
| 4.1 Lochfraß.....   | 21    |          |
| 4.2 Spannungsriß-Korrosion.....   | 22    |          |
| 4.3 Ursachen und Abhilfemaßnahmen gegen Korrosionsschäden.....                  | 23    |          |
| 4.4 Sauerstoff-Impfung des Heizdampfes.....                                     | 24    |          |
| <b>5.0 QUELLEN-VERZEICHNIS</b> .....  | 25    |          |
| <b>6.0 ANHANG: ANFAHR-STÖRFALL GKN I VOM 20.9.1977</b> .....                    | 26    |          |

Zur Person des Verfassers:

Hans Heydemann ist Dipl.Ingenieur für Maschinenwesen. Er hat viele Hochdruck-Dampferzeugungsanlagen sowie die zugehörigen Speisewasser-Aufbereitungsanlagen für Industriewerke und Krankenanstalten geplant und bei Bau und Inbetriebnahme begleitet. Von 1986 bis 1996 hat er als Projektleiter in einem international tätigen Planungsunternehmen an der Planung und Umsetzung von Neubau- und Änderungs-Vorhaben mehrerer konventioneller Großkraftwerke von Energieversorgungsunternehmen und Industrie-Kraftwerke mitgewirkt.

### ZUSAMMENFASSUNG

Im Atomkraftwerk Neckarwestheim GKN Block II werden seit der Betriebsrevision 2017 zunehmend immer weitere Korrosionsschäden mit teilweise sehr erheblichen Wanddicken-Verschwächungen bis 91% (!) an den Heizrohren der Dampferzeuger festgestellt.

Waren es 2017 noch insgesamt 32 Schadensbefunde, so erhöhten sich diese in 2018 auf 101 Schadensbefunde; bei der Revision 2019 wurden 191 Schadensbefunde festgestellt. Bei etwa zwei Drittel davon handelt es sich um Spannungsriß-Korrosion. Rohre mit festgestellten Wanddicken-Verschwächungen von über 30% wurden beidseitig durch Stopfen dicht verschlossen. Das Umweltministerium Baden-Württemberg als zuständige Aufsichtsbehörde hat dem Wiederaanfahren des Reaktorblockes bereits zugestimmt.

Ein Weiterbetrieb des Reaktors ist jedoch nicht zu verantworten. Die festgestellten Schäden an den Heizrohren sind erheblich und führen bei Weiterwachsen unweigerlich zum Bruch der Rohrwand. Zwar sind die als gefährdet erkannten Rohre abgestopft worden und stellen selber keine Gefahr mehr dar. Die Korrosionen an den nicht abgestopften Rohren gehen aber weiter, und es muß mit dem Auftreten neuer Schäden gerechnet werden. Zudem wurden nur die jeweils unteren Enden der Heizrohre auf jeweils etwa 2 m Länge geprüft; das entspricht lediglich knapp 20% der Gesamt-Länge – **80% sind nicht auf Schäden überprüft** - und auch nicht überprüfbar! Jeder Dampferzeuger ist mit je 4.118 Heizrohren von 22 mm<sup>Ø</sup> mit einer Gesamtlänge von rd. 85.0000 m bestückt,. Davon wurden nur etwa 16.000 m untersucht; über die übrigen 4 x 59.000 m gibt es keinerlei Aussagen über den Zustand der Rohre. Es ist folglich davon auszugehen, daß noch **viele weitere, bisher nicht festgestellte Schäden** an den Heizrohren vorhanden sind, die jederzeit zum Versagen führen können.

Die nur 1,2 mm dicken Rohrwände stellen die Trennstelle zwischen dem Radioaktivität führenden Primärkreislauf und dem dampfführenden Sekundärkreislauf dar. Schon bei einer geringen Undichtigkeit eines Heizrohres gelangt folglich unvermeidbar **Radioaktivität** in den Sekundär-Kreislauf und damit letztlich **in die Umwelt**. Bei Bruch eines Heizrohres tritt radioaktives Primärkreis-Wasser in den Dampfkreislauf über. Reißt ein Heizrohr auf, werden durch die dabei freigesetzten Kräfte weitere Rohre aufreißen; es kommt zu einem Kühlmittelverlust im Reaktor, der außer Kontrolle geraten und zu einem **nicht mehr beherrschbaren Störfall** bis hin zur **Kernschmelze** führen kann wie die Reaktor-Katastrophen 2011 von Fukushima und 1986 von Tchernobyl sowie 1979 des TMI-Reaktors von Harrisburg / USA.

Als Ursache für die Korrosionsschäden an den Heizrohren werden vom Betreiber angeführt:

- Eisenoxid-Eintrag (Rostpartikel), hervorgerufen durch Sauerstoff-Zugabe in Dampfkreis
- Ablagerungen salzhaltiger Verunreinigungen aus Leckagen am Kondensator

Diese sind Folgen einer unsachgemäßen Speisewasser-Aufbereitung und Nachlässigkeiten bei den jährlich durchgeführten Revisionen (v.a. Kondensator-Leckagen). Die getroffenen Abhilfemaßnahmen sind unzureichend und können den Korrosionsvorgang nicht stoppen.

Die weitere am 16.9.19 aufgefundene Undichtigkeit, wenn auch am „konventionellen Kraftwerksteil“, und die daraus folgende erneute Verschiebung der Wiederinbetriebnahme von Block II zeigt einmal mehr den **insgesamt schlechten und abgewirtschafteten Zustand des Atomkraftwerkes Neckarwestheim** nach nunmehr rd. 31 Jahren Laufzeit.

Ein **Weiterbetrieb verbietet** sich damit von selbst sowohl aus **Sicherheitsgründen** sowohl für die Kraftwerksbelegschaft und für die Bevölkerung in weitem Umkreis sowie auch aus wirtschaftlichen Gründen für die EnBW als Eigner und Betreiber wegen der immer stärker steigenden Aufwendungen zur Instandhaltung und Instandsetzung des inzwischen **überalterten Atomkraftwerkes Neckarwestheim II**

## 0 VORBEMERKUNG

Das **Atomkraftwerk Neckarwestheim** mit den beiden Reaktor-Blöcken I und II liegt etwa 10 km südlich von Heilbronn in einem aufgelassenen Steinbruch am Neckar, der hier als Vorfluter für die Kühlwasser-Versorgung dient.

Errichtet wurde das „Gemeinschafts-Kernkraftwerk“ (GKN) gemeinsam von den Technischen Werken Stuttgart (TWS), den Neckarwerken Esslinge (NWS), der Deutschen Bahn AG und der CEAG Heilbronn.

Betreiber ist heute die EnKK, ein Tochter-Unternehmen der EnBW, in die TWS und NWS aufgegangen sind. An der EnBW hält das Land Baden-Württemberg 47 % der Anteile.

**Block I** umfaßte einen Druckwasser-Reaktor mit einer thermischen Leistung von 2.500 MW sowie einer elektrischen Netto-Leistungs-Abgabe von 750 MW; davon 150 MW Bahnstrom 15 KV/16 2/3 Hz. Der Block wurde 1972 bis 1976 errichtet und ging am 26.5.1976 in Betrieb. Anfangs als „Paradepferd“ der deutschen Atomindustrie bejubelt, traten immer wieder Störungen infolge vieler technischer Mängel auf, die sich mit fortschreitender Betriebsdauer häuften.

Am 21.9.1977 nach dem ersten Betriebsjahr ereignete sich ein **schwerer Anfahr-Störfall**, siehe Anhang . Infolge eines Bedienfehlers wurde der Reaktor vorzeitig kritisch, was die Bedienmannschaft zunächst nicht bemerkte. Weil das Kühlsystem noch nicht betriebsbereit war, konnte die vom Reaktor erzeugte Wärme, 8 % der Nennleistung, nicht abgeführt werden; Druck und Temperatur stiegen an. Schließlich wurde Dampf vom Sicherheitsventil des Dampferzeugers ins Freie abgeblasen, wobei einer der drei Dampferzeuger völlig ausdampfte. Verschärft wurde der Ablauf durch eine Reihe dabei zutage getretener technischer Mängel an der Anlage.

Der Vorfall wurde zunächst vertuscht und gelangte erst zwei Monate später durch einen anonymen Anruf an die Öffentlichkeit. Betreiber und Behörden spielten den Vorfall dann als harmlos herunter – tatsächlich ist damals der Großraum Stuttgart – Heilbronn nur knapp und mit viel Glück einer Katastrophe ähnlich jener Kernschmelz-Katastrophe des TMI-Reaktors bei Harrisburg / USA v. 1979 entgangen.

2011- nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima /Japan - ging nach 35 Betriebsjahren der inzwischen altersschwache und zum Schluß nur noch mit seiner Mindestleistung von 15 % betriebene Block I im Rahmen des „Atomausstiegs“ endgültig vom Netz; 2015 wurde mit dem Abbau der Anlage begonnen, was nun 25 Jahre dauern soll.

**Block II** mit einem Druckwasser-Reaktor mit einer thermischen Leistung von 3.500 MW sowie einer Elektrischen Netto-Leistungs-Abgabe von 1.300 MW wurde von 1982 bis 1988 errichtet und ging im Januar 1989 in Betrieb.

Auch am Block II traten immer wieder Störungen und eine Vielzahl zutage getretener Mängel auf. Bedeutsam für die Sicherhei war insbesondere das Absacken von 50 Fundamentsockel des riesigen Kühlturmes im Januar 1990, ein Jahr nach Inbetriebnahme. Dies setzte sich danach fort; zur Stabilisierung des Untergrundes mußten immer wieder erneut Hochdruck-Injektionen durchgeführt werden. Die Gesamt-Absenkung betrug nach mehreren Jahren stellenweise 75 cm. Der Untergrund unter dem Atomkraftwerk ist geologisch instabil; die dort vorhandenen Gipskeuper-Schichten unterliegen einer ständigen Sulfat-Auslaugung, die immer neue Hohlräume entstehen läßt, die wieder einstürzen. Auf einem solchen instabilen Untergrund hätte nie ein Atomkraftwerk errichtet werden dürfen!

Nach dem „Atom-Ausstiegsgesetz“ soll der Block II des Atomkraftwerkes Neckarwestheim als letzter in Deutschland am 31.12.2022 nach dann 33 Betriebsjahren endgültig vom Netz gehen.

## 1 ÖFFENTLICHE MITTEILUNGEN DER FESTGESTELLTEN SCHÄDEN

### 1.1 Pressemitteilungen über das Prüfergebnis der Revision 2018

Erstmals im Sommer 2018 wurde das Vorhandensein von Korrosionsschäden mit Materialverschwächung an einzelnen Dampferzeuger-Heizrohren öffentlich eingeräumt. In einer Pressemitteilung der EnBW vom 14.9.2018<sup>01)</sup> heißt es dazu lediglich:

*„Im Zuge der geplanten Prüfung der Dampferzeuger (siehe Pressemitteilung vom 31. August 2018) wurde bei einzelnen, in den Dampferzeugern verbauten Heizrohren eine Schwächung der Rohrwände festgestellt. Die betroffenen Rohre verfügen jedoch weiterhin über eine ausreichende Wandstärke. Die Prüfung der Dampferzeuger wird wie vorgesehen fortgesetzt und die Ergebnisse weiter bewertet. Ebenso läuft die abschließende Klärung der Ursache für die Schwächung der Rohrwände.“*

Nähere Angaben über die Anzahl der betroffenen Heizrohre und das Ausmaß der Schäden enthält diese Pressemitteilung jedoch nicht. Auch wird mit keinem Wort erwähnt, daß bereits bei der Revision 2017 Korrosionsschäden an einzelnen Dampferzeuger-Heizrohren festgestellt worden waren, was zum Anlaß eines gegenüber den KAT-Regeln erweiterten Prüfumfanges bei der Revision 2018 genommen wurde.

In seiner Pressemitteilung Nr. 231/2018<sup>02)</sup> v. 7. Nov. 2018 teilte das Umweltministerium Baden-Württemberg mit: „Kernkraftwerk Neckarwestheim (Block II) geht nach Revision wieder ans Netz“ und zitiert **Minister Franz Untersteller**: **„Die defekten Heizrohre sind verschlossen und nicht mehr in Betrieb. Aus sicherheitstechnischer Sicht steht dem Wiederaufstart nichts im Weg.“**

As „Ergänzende Informationen“ hierzu heißt es:

*„Im Rahmen der Prüfung hat der Betreiber an **zwei** von insgesamt vier **Dampferzeugern** bei insgesamt **101 Heizrohren rissartige Wanddickenschwächungen** festgestellt. Die Schäden sind auf **Spannungsrissskorrosion** zurückzuführen. Sie hatten keine Auswirkungen auf den Betrieb der Anlage, Personen und die Umgebung. ....*

*Der Kraftwerksbetreiber EnBW hat alle **Rohre mit rissartigen Befunden** mit einer Kombination aus **Füll- und Walzstopfen verschlossen**. Durch die Füllstopfen werden die beschädigten Heizrohre zusätzlich stabilisiert. Die Walzstopfen sorgen für einen dichten Verschluss der Heizrohre. Ohne Beeinträchtigung des Anlagenbetriebs können bis zu 10 Prozent der Heizrohre verschlossen werden.“*

Die EnBW hingegen teilte in ihrer Pressemitteilung<sup>03)</sup> vom 8. November 2018 folgendes mit: *„Die EnBW hat über die Prüfregel hinaus **die Heizrohre aller vier Dampferzeuger** einer umfangreichen Untersuchung unterzogen und dabei **alle rund 16.400 Heizrohre** mit mehreren technischen Verfahren genau überprüft. Bei diesem Prüfprogramm war an **einzelnen Heizrohren** eine **Schwächung der Rohrwände** festgestellt worden. Trotz der Befunde war die Wanddicke an den betroffenen Stellen ausreichend, d.h. alle Rohre waren und sind dicht. Die Heizrohre bestehen aus einer speziellen, sehr zähen Legierung aus Eisen, Nickel und Chrom. „Deshalb können wir auch rückwirkend sagen, dass der sichere Anlagenbetrieb stets gewährleistet war. Vereinfacht ausgedrückt, haben chemische Prozesse, die exakt nachvollzogen werden konnten, die Wanddicke an den betroffenen Stellen reduziert“, so Heil.“*

### 1.2 Pressemitteilungen über das Prüfergebnis der Revision 2019

Über das Ergebnis der erneuten Überprüfung der Heizrohre der Dampferzeuger im Rahmen der jährlichen Betriebsrevision 2019 von Block II des GKN hat das Umweltministerium Baden-Württemberg mit Pressemitteilung<sup>05)</sup> Nr. 208/2019 v. 2.9.2019 folgendes bekanntgegeben:

*„Im Rahmen der zurzeit laufenden Jahresrevision im Kernkraftwerk Neckarwestheim, Block II, hat der Betreiber umfangreiche Wirbelstromprüfungen an den Heizrohren der Dampferzeuger durchgeführt. Wie bereits im Herbst 2018 festgelegt, mussten alle gut 16 000 Heizrohre der vier Dampferzeuger geprüft werden.*

*Aufgrund neuer Erkenntnisse im Bereich der eingesetzten Messtechnik wurde 2019 die **Mess- und Auswertemethodik verbessert** und der Messumfang durch den verstärkten Einsatz zusätzlicher Wirbelstromsonden ausgeweitet. Mit dem in der diesjährigen Revision von der EnBW Kernkraft GmbH verwendeten Messkonzept können aus Sicht des Umweltministeriums und der zugezogenen Gutachter im Rahmen der Messgenauigkeit alle Fehler an der Außenoberfläche der Heizrohre der Dampferzeuger mit sehr hoher Zuverlässigkeit erkannt werden.*

*Bei den aktuellen Prüfungen wurden erneut an einer größeren Anzahl von Heizrohren Anzeigen festgestellt, die von der Rohraußenseite ausgehen. Sicherheitstechnisch relevante rissartige **Wanddickenschwächungen** in Umfangsrichtung wurden dabei an **191 Rohren** gemessen.“*

Damit wird vom Umweltministerium als Aufsichtsbehörde eingeräumt, daß die 2018 festgestellten **Korrosionsschäden in bedeutsamem Umfange zugenommen** haben. Für weitere Einzelheiten verweist das Umweltministerium auf den „Bericht ME-04-2018/GKNII“<sup>(04)</sup>, auf den nachfolgend näher eingegangen wird.

### **1.3 Bericht GKN II ME 04/2018 des Umweltministeriums „Lineare Anzeigen bei Wirbelstromprüfung von Dampferzeugerheizrohren“ GKN II**

Der Bericht des Umweltministeriums<sup>(04)</sup> v. Nov. 2018 beschreibt Einzelheiten der in 2018 durchgeführten Überprüfungen an den Dampferzeuger-Heizrohren des GKN Block II. Im Abschnitt 2 „Revision 2017“ des Berichtes wird von erstmals festgestellten Schäden an DE-Heizrohren am DE 10 berichtet. Dazu heißt es auszugsweise im Bericht:

*„In der Revision der Anlage GKN II im Herbst 2017 wurden planmasig wiederkehrende Wirbelstromprüfungen an den Dampferzeugern DE 10 und DE 30 durchgeführt. Der Prüfumfang orientierte sich dabei zunächst an den Vorgaben des kerntechnischen Regelwerks. Dabei werden gemäß KTA 3201.4 20 % aller Rohre eines Dampferzeugers über die gesamte Länge bis zur unteren Einwalzung geprüft. Die aus Konstruktion und Erfahrung des Betriebs bekannten Rohrpositionen mit erhöhtem Schädigungspotenzial sind im Prüfumfang zu berücksichtigen.*

*Nachdem im Rahmen der 20%-Prüfung Befunde auf der kalten Seite (Austrittseite) des DE 10 festgestellt wurden, wurde der Prüfumfang für DE 10 auf eine 100%-Prüfung aller Heizrohre der kalten Seite ausgeweitet, wodurch in diesem Dampferzeuger weitere Befunde festgestellt wurden.*

*Im DE 10 wurden insgesamt 32 Rohre mit volumetrischen Wanddickenschwächungen festgestellt. Rissartige Befunde wurden nicht festgestellt. Die Befunde lagen alle auf der kalten Seite des Dampferzeugers im Bereich zwischen Rohrboden und erstem Abstandhalter. Rohre mit Wanddickenschwächungen  $\geq 30$  % wurden mit Walzstopfen verschlossen. ....DE 30 war befundfrei.“*

Im Abschnitt 3 „Befunde 2018“ wird folgendes festgestellt:

*„Als eine Konsequenz aus den in der Revision 2017 festgestellten Befunden im DE 10 wurden in der Revision 2018 im GKN II wiederkehrende Prüfungen (WKP) an allen vier Dampferzeugern (DE 10 - 40) durchgeführt. Nach den Vorgaben des kerntechnischen Regelwerks war die nächste Prüfung der DE 20 und 40 erst 2019 fällig gewesen.*

*Aufgrund der im DE 40 bei der wiederkehrenden Stichprobenprüfung neu gefundenen volumetrischen Anzeigen wurde der Prüfumfang für alle Dampferzeuger für den Bereich von der Rohrbodenunterkante bis zum ersten Abstandshalter auf der heißen Seite (Eintrittseite) und der kalten Seite (Austrittseite) auf 100 Prozent erhöht. Hierbei ist die Array-Sonde zum Einsatz gekommen.*

*Bei den durchgeführten Wirbelstromprüfungen im Rahmen der Revision 2018 wurden an Heizrohren in allen vier DE Wanddickenschwächungen festgestellt. Dabei sind zwei Schadenscharakteristiken zu unterscheiden:*

- a) volumenartige, punkt- bis kegelförmige Wanddickenschwächungen*
- b) lineare, in Umfangsrichtung orientierte rissartige Wanddickenschwächungen*

*Alle gefundenen Anzeigen gehen von der Sekundärseite aus.*

*Bei diesen Anzeigen wurde Lochkorrosion oder Intergranular Attack als Schadensmechanismus ermittelt. Bei den rissartigen, in Umfangsrichtung orientierten Wanddickenschwächungen handelt es sich um eine Schadenscharakteristik, die in GKN II zuvor noch nicht festgestellt wurde. Als Schadensmechanismus wurde Spannungsriß-Korrosion (SprK) ermittelt.“*

*Die in der Revision 2018 festgestellten Anzeigen verteilen sich folgendermaßen auf die vier DE:*

### **DE 10:**

*11 neue volumenartige Anzeigen im Bereich zwischen oberer Rohrbodenkante und erstem Abstandshalter auf der heißen und kalten Seite mit einer max. lokalen WDS von 39%. An Heizrohren, die bereits bei den Prüfungen in der Revision 2017 befundbehaftet waren, haben sich die WDS teilweise erhöht. Die WDS der beiden in 2017 absichtlich nicht verschlossenen Rohre blieb im Rahmen der Messunsicherheit unverändert.*

### **DE 20:**

*Eine volumenartige Anzeige im Bereich zwischen oberer Rohrbodenkante und erstem Abstandshalter auf der heißen Seite.*

*99 rissartige, in Umfangsrichtung orientierte Anzeigen im Bereich der Rohrbodenoberkante auf der heißen Seite mit einer max. lokalen WDS von 91%. In der Revision 2017 wurde an diesem DE planmäßig keine WSP durchgeführt.*

### **DE 30:**

*6 neue volumenartige Anzeigen im Bereich zwischen oberer Rohrbodenkante und erstem Abstandshalter auf der kalten Seite mit einer max. lokalen WDS von 34%.*

*In der Revision 2017 wurden an diesem DE keine Anzeigen festgestellt.*

### **DE 40:**

*5 volumenartige Anzeigen im Bereich zwischen oberer Rohrbodenkante und erstem Abstandshalter auf der kalten Seite mit einer max. lokalen WDS von 31%.*

*2 rissartige, in Umfangsrichtung orientierte Anzeigen im Bereich der Rohrbodenoberkante mit einer max. lokalen WDS von 51% auf der heißen Seite.*

*In der Revision 2017 wurde an diesem DE planmäßig keine WSP durchgeführt.*

*Insbesondere die Befunde mit Spannungsrissskorrosion befinden sich clusterhaft im Bereich der bekannten konstruktiv bedingten Strömungstotzone des Dampferzeugers.*

Im Abschn.4 „Festgestellte Ursachen“ erklärt EnBW folgende „primäre Ursachen“ für das Auftreten von Spannungsrissskorrosion:

- Es erfolgte ein vermehrter Eintrag von Eisenoxiden in die DE und die verstärkte Ablagerung dieser Eisenoxide in Strömungstotzonen auf den Rohrboden der Dampferzeuger. Ursächlich*

*fur den vermehrten Eisenoxideintrag war eine sekundarseitige Sauerstoffdosierung in den Heizdampf der Wasserabscheider-Zwischenuberhitzer.*

- *Durch Kondensatorleckagen wurden salzartige Verunreinigungen, insbesondere Sulfat, in den Sekundarkreislauf eingetragen. Diese wurden insbesondere in den Spalten zwischen den DE-Heizrohren und dem Rohrboden im Bereich der dort befindlichen Ablagerungen aufkonzentriert, wodurch sich lokal stark saure Korrosionsbedingungen ausgebildet haben.*

*Durch vorausgegangene Korrosionsvorgänge am Rohrboden kam es insbesondere in den Strömungstotzonen der Dampferzeuger zu einer Vertiefung der konstruktiv bedingten Spalte zwischen Heizrohren und Rohrboden. Dadurch wurden lokal Bereiche der Heizrohre erreicht, in welchen die Wirkung des Glasperlenstrahlens zur Erzeugung von Druckeigenspannungen durch den Einwalzvorgang aufgehoben ist und Bereiche mit hohen axialen Zugspannungen an der Rohraußenoberfläche vorliegen können. Diese Zugspannungen sind Voraussetzung für die Entstehung von Spannungsrisskorrosion. Eine Rissbildung in Umfangsrichtung ist dann nicht mehr ausgeschlossen.*

*Die festgestellten Befunde mit Lochfraß oder Intergranular Attack führt EnBW ebenfalls auf den erhöhten Eintrag von Eisenoxiden und salzartigen Verunreinigungen zurück. Aufgrund ihrer Lage zwischen Rohrbodenoberkante und erstem Abstandhalter befinden sie sich aber in einem Bereich, in dem die durch Glasperlenstrahlen aufgeprägten Druckeigenspannungen der Heizrohre wirksam sind.*

### Abschnitt 5 „Maßnahmen“

*Einige Maßnahmen wurden bereits während der Revision 2018 durchgeführt. Dazu gehören:*

- *Einstellung der Sauerstoffdosierung in den Heizdampf der Wasserabscheider-Zwischenuberhitzer zur Reduzierung des Eisenoxideintrags in die Dampferzeuger*
- *weitgehende Beseitigung der Kondensatorleckagen zur Reduzierung der salzartigen Verunreinigung*
- *reinigen und spülen der Rohrboden aller Dampferzeuger, um einen Großteil des korrosiven Inventars zu entfernen*
- *stabilisieren und verschließen sämtlicher Heizrohre mit rissartigen Befunden*
- *verschließen von Heizrohren mit volumenartigen Befunden in Abhängigkeit der Wanddickenschwächung*

*Die von EnBW zur Überwachung der wasserchemischen Bedingungen vorgesehenen Maßnahmen werden als geeignet bewertet, eine nachteilige Veränderung der wasserchemischen Werte besser erkennen zu können. Forderungen nach strengeren Grenzwerten bestimmter Parameter und zur Festlegung von Maßnahmen bei Überschreitung dieser Werte ist EnBW bereits nachgekommen.*

### Abschn. 6.4 BEWERTUNG DER INTEGRITÄT FÜR DEN BETRIEBSZYKLUS 2018/2019

*Die Sicherstellung der Integrität der DE-Heizrohre erfolgt nach dem geschlossenen Konzept zur Gewährleistung der Integrität entsprechend den kerntechnischen Regeln.*

*Als erste Stufe sind die ergriffenen vorbeugenden Maßnahmen zur Verhinderung eines wanddurchdringenden Risses zu sehen. Dazu gehören z.B. regelmäßig wiederkehrende Prüfungen, die Reparatur geschädigter Heizrohre, das Reinigen und Spülen der Dampferzeuger zur Entfernung korrosionsfordernder Medien, die erweiterte Überwachung des Speisewassers, die Einstellung der Sauerstoffdosierung und das Beheben von Kondensatorleckagen zur Minimierung des künftigen Eintrags korrosiver Elemente.*

*Sollte es trotz dieser präventiven Maßnahmen zu einem wanddurchdringenden Riss kommen, greift in einer zweiten Stufe der **Nachweis von Leck-vor-Bruch**<sup>3</sup>, so dass es nicht spontan zu einem Versagen eines Heizrohres kommt. Durch die in der Anlage GKN II*



*installierten Aktivitätsmessungen werden bereits sehr kleine Leckagen sicher und frühzeitig erkannt. Die Anlage wird dann abgefahren. Die hierfür maßgeblichen Grenzwerte wurden verschärft.*

<sup>3</sup> *Ein Bruch kündigt sich durch ein Leck an, das frühzeitig detektiert wird und zum Abfahren der Anlage führt, bevor es zum Bruch kommen kann.*

### **1.4 Letzte Meldung: „Wiederinbetriebnahme GKN Block II erneut verschoben“**

Mit einer Pressemitteilung<sup>10)</sup> v. 16. September 2019 „Revision von GKN II wird für Instandhaltungsarbeiten im konventionellen Bereich der Anlage verlängert“ geben die EnBW eine erneute Verschiebung der Wiederinbetriebnahme von Block II an. Als Grund wird eine „während der Wiederinbetriebnahme festgestellte **Undichtigkeit** in einem sogenannten **Vorwärmer im Maschinenhaus**“ angeführt.

„Nach vorläufiger Abschätzung der EnBW können die nun erforderlichen Instandhaltungsarbeiten am betroffenen Vorwärmer voraussichtlich in etwa zwei Wochen abgeschlossen sein. Alle sonstigen Arbeiten, die in der Revision vorgesehenen waren, konnten hingegen vollständig abgeschlossen werden.“

Nähere Angaben zu dieser „Undichtigkeit“ gibt es nicht. Offensichtlich handelt es sich dabei aber um ein **weit größeres Problem** als nur die Beseitigung eines kleinen Lecks – das wäre an einem Arbeitstag zu erledigen. Zu vermuten ist eine größere Sauerstoff-Korrosion als Folge der fehlerhaften Sauerstoff-Zugabe in den Dampf-Kreislauf.

Diese weitere aufgefundene Undichtigkeit, wenn auch am sogenannten „konventionellen Kraftwerksteil“, und die daraus folgende erneute Verschiebung der Wiederinbetriebnahme von Block II zeigt einmal mehr den **insgesamt schlechten** und **abgewirtschafteten Zustand des Atomkraftwerkes Neckarwestheim** nach nunmehr rd. **31 Jahren Laufzeit**.

Ein **Weiterbetrieb verbietet sich** damit von selbst sowohl aus **Sicherheitsgründen** sowohl für die Kraftwerksbelegschaft und die Bevölkerung in weitem Umkreis sowie auch aus **wirtschaftlichen Gründen** für die EnBW als Eigner und Betreiber wegen der immer stärker **steigenden Aufwendungen zur Instandhaltung und Instandsetzung** des inzwischen überalterten Atomkraftwerkes Neckarwestheim II.

## 2 BEWERTUNG DER FESTGESTELLTEN SCHÄDEN

### 2.1 Widersprüche und Verharmlosungen

Die v.g. veröffentlichten Stellungnahmen sowohl der EnBW als Betreiber des GKN wie auch des Umweltministeriums Baden-Württemberg als zuständiger Aufsichtsbehörde zu den festgestellten Korrosionsschäden an den Dampferzeuger-Heizrohren bezeichnen diese als unkritisch für die Anlagen-Sicherheit des Weiterbetriebes, der planmäßig nach Abschluß der diesjährigen Revision am 13. September 2019 wieder aufgenommen werden sollte.

Die Heizrohre mit Schadensbefunden seien abgestopft worden und stellten keine Gefahr mehr dar; ein spontaner Abriß eines oder gar mehrerer Rohre könne ausgeschlossen werden, heißt es von Betreiberseite, und das Umweltministerium als Aufsichtsbehörde schließt sich dem vollumfänglich an. Es gelte der Grundsatz: „Leck-vor-Bruch“; bei Auftreten eines Lecks würde dies sofort vom Überwachungssystem durch den Anstieg von Radioaktivität im Dampfkreislauf erkannt und der Reaktor abgefahren. Ein schwerer Unfall als Folge eines Rohr-Abbrisses sei folglich auszuschließen.

Angesichts der bekanntgewordenen Schäden kann dem jedoch nicht gefolgt werden. Die veröffentlichten Stellungnahmen von Betreiber und Umweltministerium als Aufsichtsbehörde enthalten **Widersprüche** und auch **Falschaussagen**, die Zweifel an der weiteren Anlagen-Sicherheit rechtfertigen.

Das beginnt bereits damit, daß die anlässlich der Jahresrevision 2017 an insgesamt 32 Rohren festgestellten Schadensbefunde mit Wanddickenschwächungen<sup>11)</sup> verharmlosend als „*punktförmige Bereiche, bei denen die Wanddicke von außen verringert ist*“ bezeichnet sind, die „*keine Sicherheitstechnische Bedeutung*“ hätten. Erst ein Jahr später werden diese im „Bericht GKN II ME 04/2018“<sup>04)</sup> des Umweltministeriums v. Nov. 2018 näher beschrieben.

Weiterhin machen EnBW und Umweltministerium **widersprüchliche Aussagen zur Anzahl der festgestellten Schäden**. Der Betreiber EnBW begnügt sich in seiner Mitteilung<sup>03)</sup> v. 8.11.18 auf die Angabe, daß „*an einzelnen Heizrohren eine Schwächung der Rohrwände festgestellt worden*“ sei; über deren Anzahl und Ausmaß wird keine Angabe gemacht.

Das Umweltministerium hingegen meldet in seiner PM<sup>02)</sup> v. 7.11.18: „*...hat der Betreiber an zwei von insgesamt vier Dampferzeugern bei insgesamt 101 Heizrohren rissartige Wanddickenschwächungen festgestellt.*“

Im v.g. „Bericht GKN II ME 04/2018“<sup>04)</sup> des Umweltministeriums v. Nov. 2018 sind allerdings **insgesamt 124 Schäden** aufgeführt, und zwar **an allen vier Dampferzeugern**.

Warum unterschlägt das Umweltministerium in seiner Pressemitteilung v. 7.11.2018 die 23 Schadens-Befunde an den beiden anderen Dampferzeugern? Und warum werden auch die 32 Befunde vom Vorjahr nicht erwähnt?

In der Pressemitteilung<sup>05)</sup> Nr. 208/2019 v. 2.9.2019 erklärt das Umweltministerium als Ergebnis der Schadensüberprüfung der Heizrohre im Zuge der Jahres-Revision 2019, „*Sicherheitstechnisch relevante rissartige Wanddickenschwächungen in Umfangsrichtung wurden dabei an 191 Rohren gemessen.*“

Auf Nachfrage hat das Umweltministerium ergänzend dazu mitgeteilt, die Hälfte davon sei im letzten Betriebsjahr neu entstanden. Die übrigen seien bereits 2018 vorhanden gewesen, wegen einer **fehlerhaften Durchführung der Wirbelstromprüfung jedoch nicht erkannt** worden.

Diese Feststellung des Umweltministeriums ist in zweierlei Hinsicht höchst bemerkenswert:

- Zum einen wird damit eingestanden, daß bei den **Überprüfungen Fehler aufgetreten** sind – das macht die Prüfergebnisse insgesamt unsicher.

- Zum andern: Wie konnte bei der erneuten Prüfung mit „verbesselter Prüftechnik“ festgestellt werden, welche **Schadensbefunde unerkant** bereits 2018 vorhanden waren?

Das ist nicht nachvollziehbar. Insofern bleiben Zweifel angebracht über das tatsächliche Ausmaß der vorhandenen Schäden und der daraus folgenden Bruchgefahr der Heizrohre, die zu einem schweren Reaktor-Unfall führen können.

Bemerkenswert ist überdies die Behauptung der EnBW in ihrer Pressemitteilung<sup>03)</sup> vom 8. November 2018: „**alle Rohre waren und sind dicht.**“ Dies allein aus den Ergebnissen der Wirbelstromprüfungen ableiten zu wollen ist reichlich gewagt. Eine **Dichtheitsprüfung**, z.B. mit Druckluft von 0,1 bar(Ü) oder auch Unterdruck (Vakuum), wie diese bei jeder Gasleitung auch im Wohnungsbau verpflichtend vorgeschrieben ist, wäre hier durchaus möglich und würde den **Dichtheitsnachweis für jedes einzelne Rohr** schnell, einfach und sicher erbringen, ist jedoch **nie gemacht** worden.

### 2.2 Tatsächlicher Prüfumfang

Die v.g. Mitteilungen sowohl der EnBW als Betreiber als die auch des Umweltministeriums als Aufsichtsbehörde vermitteln beide mit ihrer Aussage, es seien „*alle rd 16.000 Rohre überprüft*“, den Eindruck einer vollständigen Überprüfung aller Rohre. Dies ist jedoch irreführend, denn aus dem „Bericht GKN II ME 04/2018“<sup>04)</sup> des Umweltministeriums v. Nov. 2018 geht hervor, daß die durchgeführten Wirbelstromprüfungen sich lediglich über den Bereich über dem Rohrboden bis zum ersten Abstandshalter in etwa 2 m Höhe erstreckten.

Im Bericht wird zwar auf die KAT-Regeln verwiesen; dort heißt es „*gemäß KTA 3201.4 müssen 20 % aller Rohre eines Dampferzeugers über die **gesamte Lange bis zur unteren Einwalzung geprüft***“ werden. Dies ist jedoch bei den U-förmig gebogenen dünnen Heizrohren mit lediglich 19,6 mm Innendurchmesser und einer abgewickelten Gesamtlänge von ~20 – 24 m ein Ding der Unmöglichkeit, siehe hierzu Abschn. 3.3 „Erschwerte Durchführung der Prüfungen“ mit Abb. 3.3.1. Zum einen kann nämlich die Prüfsonde an ihrem Anschlußkabel nicht 10 m in die Höhe geschoben werden; zum andern ist es **unmöglich, die Prüfsonde durch den gekrümmten Teil des Heizrohres zu führen**. Die Rohrumlenkungen können überhaupt nicht überprüft werden!

Tatsächlich heißt es im v.g. „Bericht GKN II ME 04/2018“<sup>04)</sup> des Umweltministeriums denn auch nur, daß sowohl auf der „heißen“ als auch auf der „kalten Seite“ der Heizrohre lediglich die unteren Bereiche über dem Rohrboden **bis zum untersten Abstandshalter** geprüft worden seien, das sind folglich nur 2 x 2 m von ~22 m mittlerer Länge entsprechend ~19% der Gesamt-Heizrohlänge – über **80% der Heizrohlängen sind nie geprüft** worden! Zu unterstellen, daß diese 80% schadensfrei seien, wie die EnBW als Betreiber und das Umweltministerium als Aufsichtsbehörde es hinstellen, ist grobe Selbsttäuschung!

Jeder der vier Dampferzeuger enthält 4.118 Heizrohre je ~ 22 m lang; die Gesamtlänge aller Heizrohre beträgt rd. 85.000 m. Davon wurden. 16.500 m geprüft und dabei zahlreiche Befunde an mehreren hundert Heizrohren festgestellt. Daß die nicht geprüften 59.000 m schadensfrei sein sollen, ist nicht glaubhaft!

Gerade die **Rohrkrümmungen** sind aufgrund der **herstellbedingten Biegespannungen** besonders **anfällig für Spannungsriß-Korrosion**. Dies wurde jedoch nicht überprüft; deren Überprüfung ist gar nicht möglich.

Die Aussage in der Pressemitteilung<sup>05)</sup> Nr. 208/2019 des Umweltministeriums v. 2.9.2019 „konnten ....*im Rahmen der Messgenauigkeit alle Fehler an der Außenoberfläche der Heizrohre der Dampferzeuger mit sehr hoher Zuverlässigkeit erkannt werden*“ **täuscht** der Öffentlichkeit einen **Sachverhalt** vor, der **nicht gegeben** ist.

### 2.3 Wanddicken-Schwächung und Versagens-Gefahr der Heizrohre

Obwohl Wanddicken-Schwächungen von bis zu 39% bzw. bei Rissen bis zu 91% festgestellt wurden, erklären EnBW und Umweltministerium gleichlautend, daß die verbliebene Wanddicke der Heizrohre nach wie vor ausreichend sei und es nicht zu einem Bruch der Rohre kommen werde.

Dem kann so nicht gefolgt werden. Zwar ist bei sehr kleinen Poren und sehr kurzen Anrissen auf der Oberfläche, die nicht durch die ganze Wanddicke hindurchreichen, auch bei hohen Innendrücken zunächst noch kein Durchbrechen der Rohrwand zu befürchten. Indem die Werkstoffzerstörung durch Korrosion aber weitergeht und Risse ohnehin dazu neigen, sich zu vergrößern, muß über kurz oder lang immer mit einem Durchbrechen der geschädigten Rohrwand gerechnet werden.

Nachfolgend wird aufgezeigt, daß die verbliebenen Restwanddicken an den Schadstellen den betrieblichen Belastungen nicht mehr standhalten und es schon bei vergleichsweise geringen Ausdehnungen der Verschwächungszonen zu einem Versagen kommen muß.

- maßgebliche **Betriebszustände** im Block II des GKN.
  - Primärseite: Betriebs-Überdruck: 158 bar(Ü); Betriebstemperatur: 290°C auf 326°C
  - Dampfseite: Betriebs-Überdruck: 64 bar(Ü); Betriebstemperatur: 280°C

▪ **Längsspannung im Rohr:** 
$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{Pi * \pi * D^2}{4 * \pi * D * s} = \frac{Pi * D}{4 * s}$$
 [führt zum **Abreißen**]

▪ **Umfangsspannung im Rohr:** 
$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{Pi * l * D}{2 * l * s} = \frac{Pi * D}{2 * s}$$
 [führt zum **Aufplatzen**]

Wie vorstehend gezeigt, ist die auf die Rohrwandung wirkende **Umfangsspannung** eines Rohres **doppelt so groß wie** die **Längsspannung im Rohr-Querschnitt**. Ein Rohr wird unter innerem Überdruck also stets in Längsrichtung **aufplatzen**, aber nicht abreißen!

Für die hier eingesetzten Heizrohre 22<sup>Ø</sup> x 1,2 mm aus Incoloy 800 ergibt sich somit für den **Betriebsfall** mit dem Druckunterschied zwischen Primär- und Sekundärseite von:

$$Pi - Pa = 158 \text{ bar} - 64 \text{ bar} = 94 \text{ bar} = 94 \times 10^5 \text{ N/m}^2 = \mathbf{9,4 \text{ N/mm}^2}$$

**Umfangsspannung** 
$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{Pi * D}{2 * s} = \frac{(158 - 64) * 10^{-1} * \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} * 19,6 \text{ mm}}{2 * 1,2 \text{ mm}} = \mathbf{76 \text{ N/mm}^2}$$

Die Streckgrenze hochlegierter Edelstähle beträgt bei 300°C ~ 210 ...240 N/mm<sup>2</sup>, abgemindert durch den Zeitstands-Beiwert von ~ 0,8 bei 2 \* 10<sup>5</sup> Std. Einsatzdauer (30 Betriebsjahre je 7.000 Std/a mit je 2 Lastwechseln). Als **zulässige Spannung** ergebt sich damit **168 - 192 N/mm<sup>2</sup>**, was hier insoweit für die **unversehrte Rohrwanddicke** sicher eingehalten wird.

Allerdings muß die Rohrwandung auch einem **einseitig wirkenden inneren Überdruck ohne Gegendruck** auf der Rohr-Außenseite standhalten können, wenn der Dampfdruck auf der Sekundärseite nicht ansteht. Dann wird die

**Umfangsspannung** 
$$\sigma = \frac{F}{A} = \frac{Pi * D}{2 * s} = \frac{(158) * 10^{-1} * \frac{\text{N}}{\text{mm}^2} * 19,6 \text{ mm}}{2 * 1,2 \text{ mm}} = \mathbf{129 \text{ N/mm}^2}$$

was dem zulässigen Wert 168 - 192 N/mm<sup>2</sup> bereits **bedenklich nahe** kommt.

Für eine um 39% verschwächte Rohrwanddicke ergibt sich eine tragende Restwanddicke von 0,72 mm. Damit erhöht sich bei einseitig wirkendem Betriebsdruck die Umfangsspannung auf:

$$\text{Umfangsspannung } \sigma = \frac{F}{A} = \frac{Pi \cdot D}{2 \cdot s} = \frac{(158) \cdot 10^{-1} \cdot \frac{N}{mm^2} \cdot 19,6 \text{ mm}}{2 \cdot 0,72 \text{ mm}} = 216 \text{ N/mm}^2$$

Damit wird die **höchstzulässige Spannung von 168 - 192 N/mm<sup>2</sup> deutlich überschritten**; ein **Bruch der Rohrwand ist unvermeidlich**, sobald die Korrosionsmulde 5 mm Größe [entsprechend ~ 10% vom Rohrumfang] überschreitet!

Bei einer durch **Anriß um 91% auf 0,11 mm Restwanddicke** verschwächten Rohrwand, wie angegeben, entsteht im **Normalbetrieb** eine

$$\text{Längsspannung } \sigma = \frac{F}{A} = \frac{Pi \cdot D}{4 \cdot s} = \frac{(158-64) \cdot 10^{-1} \cdot \frac{N}{mm^2} \cdot 19,6 \text{ mm}}{4 \cdot 0,11 \text{ mm}} = 418 \text{ N/mm}^2 (!)$$

Dies ist **mehr als das Doppelte der höchstzulässigen Werkstoff-Spannung**; ein **Abriß des Rohres ist unvermeidbar**, sobald der Anriß eine Länge von etwa 3 – 4 mm entsprechend 5 % des Rohrumfanges überschreitet!

Durch Umstellen obiger Gleichung läßt sich der **Grenzwert** für die **Restwanddicke S<sub>min</sub>** ermitteln, bei der die Festigkeit des Werkstoffes von 180 N/mm<sup>2</sup> nicht mehr ausreicht und es zum **Aufreißen des Rohres** kommt:

$$\text{Grenzwanddicke } S_{min} = \frac{Pi \cdot D}{2 \cdot \sigma} = \frac{(158-64) \cdot 10^{-1} \cdot \frac{N}{mm^2} \cdot 19,6 \text{ mm}}{2 \cdot 180 \text{ N/mm}^2} = 0,51 \text{ mm}^2$$

Von einer noch hinreichenden Sicherheit, wie vom Betreiber EnBW und dem Umwelt-Ministerium als Aufsichtsbehörde behauptet, kann angesichts der festgestellten Wanddicken-Verschwächungen wahrlich keine Rede sein – ein **Weiterbetrieb der Anlage mit diesem Schadens-Ausmaß ist nicht zu verantworten!**

Dies gilt auch in Anbetracht der Sachlage, daß die bei den durchgeführten Prüfungen als fehlerhaft erkannten Rohre mit Wanddicken-Verschwächungen abgestopft wurden und somit diese nicht mehr versagen können.

Das **Versagens-Risiko besteht aber weiter für nicht erkannte** sowie für **neu entstehende Schäden**, insbesondere **Spannungsriß-Korrosionen**. Auch örtlich begrenzte Korrosions-Narben, insbesondere aber selbst kleine Spannungsrisse können sich sehr schnell so weit vergrößern, daß die **Resttragfähigkeit der Rohrwand schlagartig überschritten** wird und es zu einem **Aufreißen** oder gar **Abreißen** der Rohre kommt. In jedem Fall wäre dies ein **auslegungsüberschreitender Störfall**.

Nach den Sicherheits-Vorschriften der RSK [Reaktor-Sicherheits-Konferenz] muß die Unversehrtheit aller Heizrohre beim Betrieb gewährleistet sein. Das ist hier beim GKN II mit den vorgefundenen Schäden an den Heizrohren der Dampferzeuger jedoch nicht mehr sichergestellt – der Betrieb darf deshalb nicht wieder aufgenommen werden.

## 2.4 Verlauf und Folgen eines Rohrwand-Versagens

Die EnBW als Anlagenbetreiber begründet die trotz der festgestellten Schäden an den Heizrohren verbleibende Sicherheit der Anlage mit einem „Leck-vor-Bruch“-Verhalten: Bevor es zu einem Bruch des Rohres komme, würde zunächst nur ein Leck entstehen und zum Ansprechen der Aktivitäts-Sonden im Dampftraum führen, wodurch der Reaktor dann abgeschaltet würde. Ein plötzliches Aufreißen eines Rohres oder gar den Abriß als sogen.

2F-Bruch mit dann ernsthaften oder gar katastrophalen Folgen schließen die EnBW damit kurzerhand und ohne weitere Begründung aus.

Tatsächlich aber sind die Abläufe im anzunehmenden Schadensfall weitaus verwickelter.

Bricht die Rohrwand an einer kleinen Pore durch, tritt hier 290 – 326°C heißes Primärkreis-Kühlwasser unter sehr hohem Druck von 158 bar in den unter nur 64 bar Druck stehenden Sekundärkreis des Dampferzeugers über, wobei es an der Durchtrittsstelle **schlagartig verdampft**. Der mit **Überschall-Geschwindigkeit durchtretende Dampf vergrößert** durch **Erosion** den **Austritts-Querschnitt sehr schnell**, und die übertretende Dampfmenge nimmt rasch zu. Dadurch wird der verbleibende tragende Rohrwand-Querschnitt zusehends verringert, und es kommt in kurzer Zeit zum Versagen, in der Regel durch **Aufplatzen des Rohres**. Der dabei entstehende Längsriß in der Rohrwand wird durch den sehr großen Druckunterschied und den mit höchster Geschwindigkeit austretenden Dampf **immer weiter aufgerissen**. Zugleich wird das aufgebrochene Rohr durch den hohen Gegendruck von 94 bar entsprechend einer Kraft von 940 N/cm<sup>2</sup> von der Bruchstelle weg zur Seite gedrückt, wodurch zusätzlich eine Biegespannung im tragenden Restquerschnitt entsteht und die Bruchstelle weiter vergrößert. Dieser Vorgang erfolgt mehr oder weniger schlagartig, wobei benachbarte Rohre getroffen werden, die jetzt ihrerseits versagen und aufbrechen, zumindest wenn diese bereits vorgeschädigt sind. [„Domino-Effekt“].

Als Folge beginnt dann der Primärkreis zunächst Wasser in größerer Menge zu verlieren, was vom Nachspeisesystem ausgeglichen werden muß. Das Absinken des Druckes muß der Druckhalter selbsttätig verhindern, indem eingesprühtes Wasser elektrisch verdampft wird.

Den Zusammenhang zwischen Druck und Temperatur bei der Dampfbildung von Wasser zeigt nachstehendes Schaubild Abb. 2.4.1 „Siedekurve für Wasser“. Dieser Zusammenhang ist wesentlich für das Verständnis der Arbeitsweise eines Atom-Reaktors. Alle Zustände oberhalb der „Siedelinie“ sind Dampf, alle darunterliegenden sind flüssiges Wasser.

Entlang der Siedelinie geht bei steigender Temperatur bzw. fallendem Druck Wasser in Dampf über. Umgekehrt kondensiert Dampf zu flüssigem Wasser, sobald die Siedelinie infolge sinkender Temperatur oder steigenden Druck unterschritten wird.

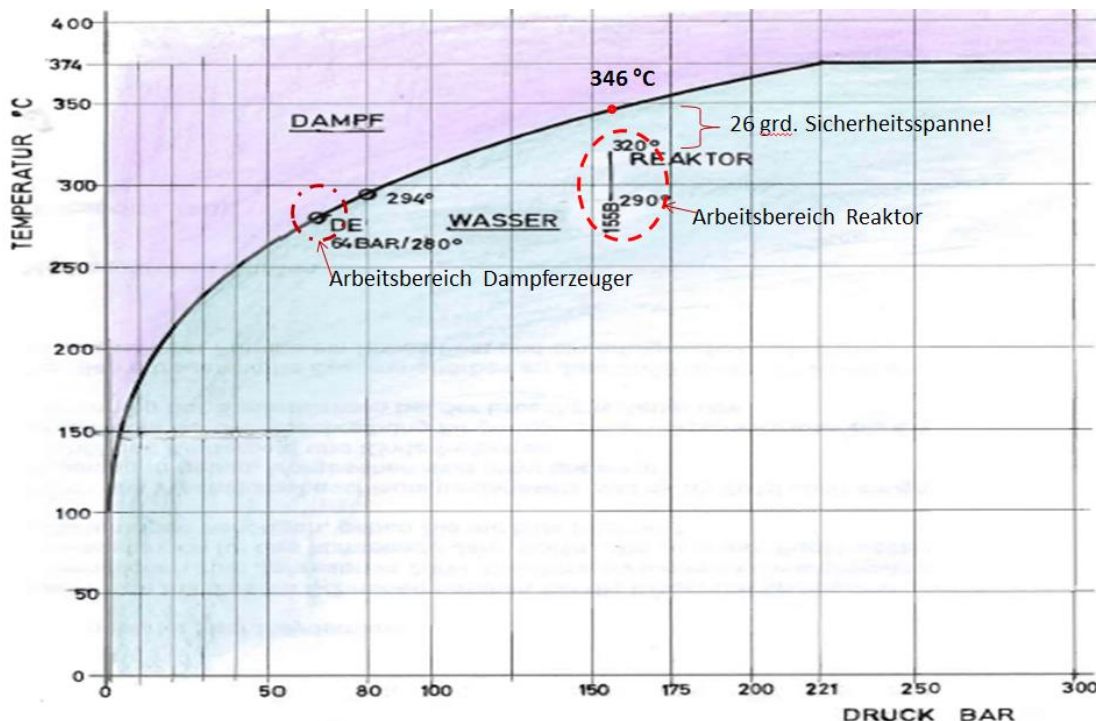


Abb. 2.4.1 Siedekurve für Wasser, mit Arbeitsbereich GKN II

Ein **Absinken des Anlagendruckes** im Primär-Kühlkreis muß unter allen Umständen verhindert werden; andernfalls kommt es sonst zur **Dampfblasenbildung im Reaktor** und in der Folge zu **Knallgas-Bildung** durch eine Wasser-Zirkonium-Reaktion an den Brennstabhüllen sowie infolge örtlich fehlender Kühlwirkung schließlich zur **Überhitzung** und **Kernschmelze** wie 2011 in Fukushima oder 1979 im TMI-Reaktor bei Harrisburg/USA.

Es ist höchst zweifelhaft, ob die Aktivitätssonden im Sekundärkreis eine solche Störung rasch genug erfassen und dadurch die Reaktor-Schnellabschaltung auslösen, bevor die Heizrohr-Risse gefährliche, nicht mehr beherrschbare Ausmaße erreichen. Die auftretende Zeitverzögerung bis zum Ansprechen der Sonden und dem Auslösen der Reaktor-Schnellabschaltung wird von mehreren Vorgängen bestimmt, die sich nicht steuern lassen.

Anfänglich wird der aus dem Primärkreis-Kühlwasser gebildete Dampf im Speisewasser des Dampferzeugers zunächst wieder kondensieren. Die dabei aus dem Primärkreis mitgeführte Aktivität kann bei einem kleinen Leck erst mit großer Verzögerung erfaßt werden. Größere Dampfmen gen aus einem sich stetig vergrößernden Heizrohr-Durchbruch müssen zunächst durch das im Dampferzeuger über 10 m hoch anstehende Speisewasser in den Dampfraum aufsteigen, wo sie sich mit dem Arbeitsdampf vermischen. Das verzögert das Erreichen der Aktivitäts-Ansprechschwelle an den Aktivitätssonden, für die sicherlich ebenfalls die „2 aus 3“-Regel gelten dürfte – d.h. an mindestens zwei dieser Sonden muß eine den Ansprechwert übersteigende Aktivität anstehen, um die Schutzfunktion „Reaktor-Schnellabschaltung“ auszulösen. Auch dies stellt eine gewisse Verzögerung dar. Vorausgesetzt wird, daß dieses Signal auch aktiv ist und unmittelbar selbsttätig die Notabschaltung auslöst und nicht nur lediglich eine Störanzeige darstellt, die auch fehlgedeutet oder **übersehen** werden könnte, wie etwa die Wasserstandsanzeige beim **Kernschmelz-Unfall des TMI-Reaktors 1979**.

Weiterhin ist zu erwarten, daß bei einem solchen Aufreißen eines Heizrohres durch die dabei freigesetzten **erheblichen mechanischen Kräfte** des mit Überschallgeschwindigkeit austretenden Dampfes **weitere Schäden an benachbarten Heizrohren** entstehen und so das **Schadensausmaß sehr rasch stark vergrößert** wird. Durch zu starken Wasser- und Druckverlust mit **Dampfblasen-Bildung im Reaktorkern** wird dann ein **nicht mehr beherrschbarer Störfall** daraus, der trotz Reaktor-Schnellabschaltung zur **Kernschmelze** führen kann, wenn die Nachzerfallswärme nicht mehr sicher abgeführt werden kann.

Dies gilt erst recht bei **Riß-Schäden** an den Heizrohren – Risse neigen stets dazu, in Rißrichtung **immer weiter aufzureißen**, was unter Last sehr schnell zum Versagen mit **plötzlichem Abreißen** führt. Dieses plötzliche Abreißen wurde u.a. 2013 durch Versuche<sup>06)</sup> der Materialprüfanstalt Stuttgart im Auftrag des Bundesumweltministeriums nachgewiesen.

Bei einem vollständigen Abreißen eines Heizrohres entsteht zum einen ein sogen. 2-F-Bruch mit Ausströmen großer Primärkreis-Wassermengen an beiden Bruchflächen unter sofortiger Dampf bildung und damit zu einem starken Kühlmittel-Verlust im Primärkreis, der ohne weiteres die Grenze des noch Beherrschbaren überschreiten kann mit Dampfblasen-Bildung im Reaktorkern und örtlicher Überhitzung der Brennstäbe, was schließlich zur Kernschmelze führt. Erschwerend kommt dabei hinzu, daß ein abgerissenes Rohr unter dem Druck des mit Überschall-Geschwindigkeit ausströmenden Dampfes hin- und herschlagen wird und dadurch weitere Rohre derart schädigen kann, daß diese ebenfalls aufbrechen, was den Kühlmittel-Verlust noch weiter steigert.

Außerdem wird dadurch der Druck im Dampferzeuger soweit ansteigen, daß das Überdruck-Sicherheitsventil anspricht und den **Überschußdampf ins Freie abbläst**. Dadurch aber gelangt die aus dem Primärkreis übergetretene **Radioaktivität** ungehindert in die **Umwelt**. Das Versagen der Heizrohrwandung unterbricht so die einzige Barriere gegen Radioaktivität.

### 3 SCHADENSPRÜFUNG DAMPFERZEUGER-HEIZOHRE

Die 4.118 Heizrohre eines Dampferzeugers sind U-förmig gebogen in einem Heizrohrbündel zusammengefaßt und fest eingebaut, siehe Abb. 3.3.1. Die einzelnen Heizrohre bestehen aus Incoloy 800, einem hochlegierten, korrosionsfesten Edelstahl.

Die Rohre haben einen Außendurchmesser von jeweils 22 mm<sup>Ø</sup> und eine Wanddicke von 1,2 mm; die Länge eines Einzel-Rohres beträgt im Mittel 22 m.

Für Prüfungen mit herkömmlichen Prüfverfahren sind die **Heizrohre nicht zugänglich**. Um den Zustand der Rohrwandungen beurteilen zu können, besteht nur die Möglichkeit einer **Wirbelstromprüfung [WSP] von der Rohr-Innenseite** aus, die dazu mit einer Prüfsonde befahren werden muß. Das Verfahren ist nachstehend näher erläutert.

#### 3.1 Verfahrensbeschreibung Wirbelstromprüfung [WSP]

[Quelle: Institut Dr. Foerster GmbH & Co. KG]

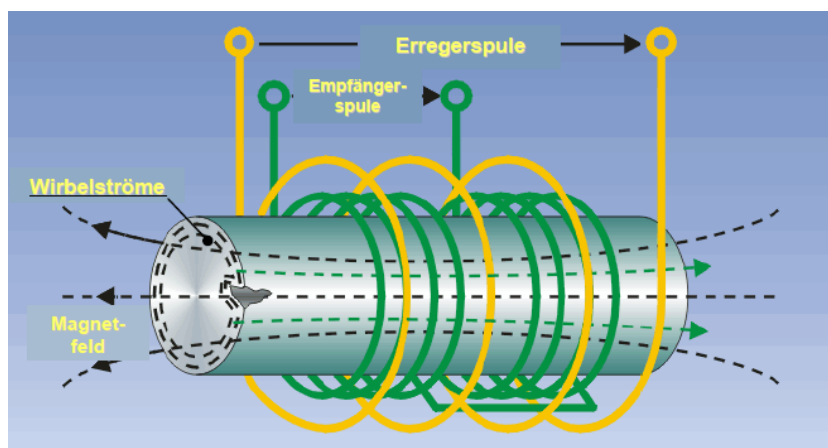
Die Wirbelstromprüfung ist ein zerstörungsfreies Prüfverfahren zur Erkennung von oberflächenoffenen Rissen und Poren sowie von oberflächennahen Defekten an elektrisch oder magnetisch leitfähigen Oberflächen. Zur Prüfung wird die Oberfläche mit einer berührungsfreien Prüfsonde abgescannnt, die durch eine mit Wechselstrom durchflossene Spule Magnetfelder erzeugt, durch die Wirbelströme auf der Oberfläche des Prüflings induziert werden. Diese Wirbelströme erzeugen wiederum elektromagnetische Felder, die vom Empfangsteil der Prüfsonde erfasst werden.

Eine funktionsfähige Prüfeinrichtung umfasst anwendungsbezogen ausgewählte Prüfsonden mit entsprechender Handhabung sowie ein Prüfgerät mit Auswerteinheit.

Bei der Differenzsonde induzieren wechselstromdurchflossene Spulen der Sonden elektrische Wirbelströme in die Prüflingsoberfläche. In zwei ferritischen Kernen, die von einer Senderwicklung und zwei jeweils entgegengesetzt gewickelten Empfängerwicklungen umgeben sind, entsteht durch das Anlegen eines Wechselstromes ein magnetisches Feld, während die Differenzspannung zwischen den beiden Empfängerwicklungen null Volt beträgt.

Die Bewegung der Differenzsonde über die Prüflingsoberfläche erzeugt dort einen Wirbelstrom, der dem magnetischen Feld in den Sondenkernen entgegenwirkt. Die induzierte Spannung in den Empfängerspulen sinkt. Ist die Oberfläche unter den beiden Sondenkernen gleichmäßig, bleibt die Differenzspannung unverändert bei null Volt.

Bewegt sich die Sonde über einen Riss, wird der Wirbelstrom teilweise unterbrochen und abgeschwächt. Daraus resultierend erhöht sich zuerst der magnetische Fluß im einen, dann im anderen Sondenkern.

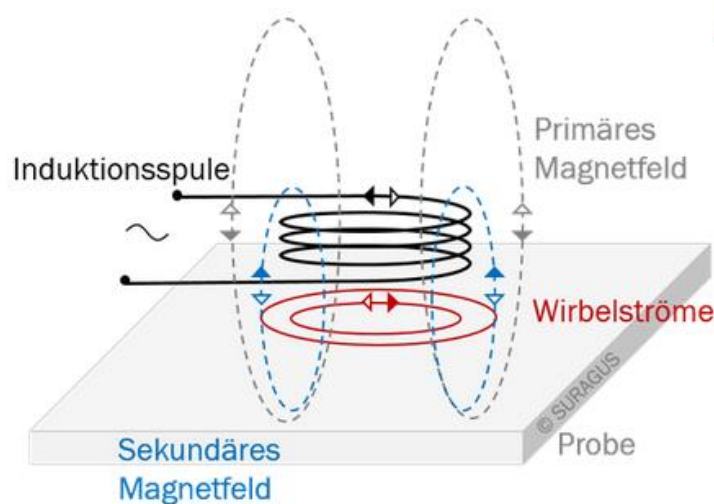


Das Durchlaufspulenprüfverfahren findet vorzugsweise Querfehler, Querkomponenten von Längsfehlern sowie kurze Längsfehler.

Abb. 3.1.1: Funktionsweise WSP [Quelle: Fa. Böhler Edelstahl; A<sup>07</sup>].



Als Folge steigt jeweils die induzierte Spannung in den Empfängerwicklungen, und eine Differenzspannung entsteht. Das Wirbelstromprüfgerät erkennt diese Differenzspannungsänderungen als Rißsignal und meldet einen Oberflächendefekt.



Zerstörungsfreie Wirbelstromtechnologie

Abb. 3.1.2: Funktionsweise Wirbelstrom-Prüfung / Werksbild

Die Wirbelstromprüfung wird zur Erkennung von oberflächenoffenen und oberflächennahen Defekten wie Rissen oder Poren eingesetzt. Auch die Erkennung von Gefügefehlern ist möglich. Das Verfahren bietet hohe Prüfgeschwindigkeiten und eignet sich zur Prüfung von elektrisch oder magnetisch leitfähigen Bauteilen.

Prinzipiell **erkennen die Sonden nur Risse**, die **quer zur Richtung der Sondenbewegung** verlaufen. Durchgehende, gerade **Längsfehler können** mit diesem Verfahren **nicht gefunden** werden. Zur Erkennung von Rissen in allen Richtungen ist es erforderlich, die Scanbewegung in verschiedenen Richtungen durchzuführen.

Die Wirbelstromprüfung besitzt zwar nicht immer die gleiche Aussagefähigkeit wie etwa Röntgen- oder Streuflussprüfung, hat aber den großen Vorteil, durch rasches Erfassen der gesuchten Prüfwerte, besonders für automatisches Prüfen in Fertigungsstraßen, einsetzbar zu sein.

### Wirbelstrom-Array-Prüfung

Bei der Wirbelstrom-Array-Prüfung werden Tastsensoren in Gruppen (Arrays) von zwei oder mehr Reihen (Matrix) in einem **Array-Prüfkopf** angeordnet. Jeder Sensor in einem Array-Prüfkopf kann im Absolut-, Differenz- oder Sender- / Empfänger-Verfahren betrieben werden. Dadurch kann sowohl durch den Aufbau der Matrix, als auch durch Wahl des Verfahrens (Absolut-, Differenz- oder Sender / Empfänger) die Empfindlichkeit in unterschiedlichen und/oder mehreren Richtungen dem Prüfproblem und den zu erwartenden Fehlern angepaßt werden.

Betrieben werden die Wirbelstrom-Array-Prüfköpfe mit Mehrkanal-Wirbelstromprüfgeräten in Kombination mit Multiplexern. Die Prüfgeschwindigkeit ist bei der Wirbelstrom-Array-Prüfung stark durch die Anzahl der parallelen und durch Multiplexer angesteuerten Prüfkanäle und der Anzahl der betriebenen Einzelsensoren sowie der Rechnerleistung eingeschränkt.

Der Vorteil zur klassischen Durchlaufdifferenzspule im Selbstvergleich liegt hier in ihrer Empfindlichkeit in Längs- und Querrichtung d. h. auch durchgehende Spannungsrisse über gesamte Stablängen werden mit dem Wirbelstrom-Array-Verfahren gefunden.

### 3.2 Auswertung und Aussagefähigkeit der Meßwerte

Die vom Prüfkopf als Meßwert ausgegebene Differenzspannung zeigt bei Fehlern am Prüfling wie Risse, Poren, Lunker usw. einen Ausschlag als Spannungsspitze, die von der Auswerte-Einheit erfaßt und aufgezeichnet wird. Aus Verlauf und Größe dieser Spannungsspitze ermittelt die Auswerte-Einheit eine Zuordnung zur möglichen Fehlerart und dessen Ausmaß, wie beispielhaft an nachstehender Abbildung 3.2.1 an einem Prüfling mit unterschiedlichen Schadstellen gezeigt wird.

#### Darstellung verschiedener Fehler an einem Prüfteil bei Durchlaufspulenprüfung

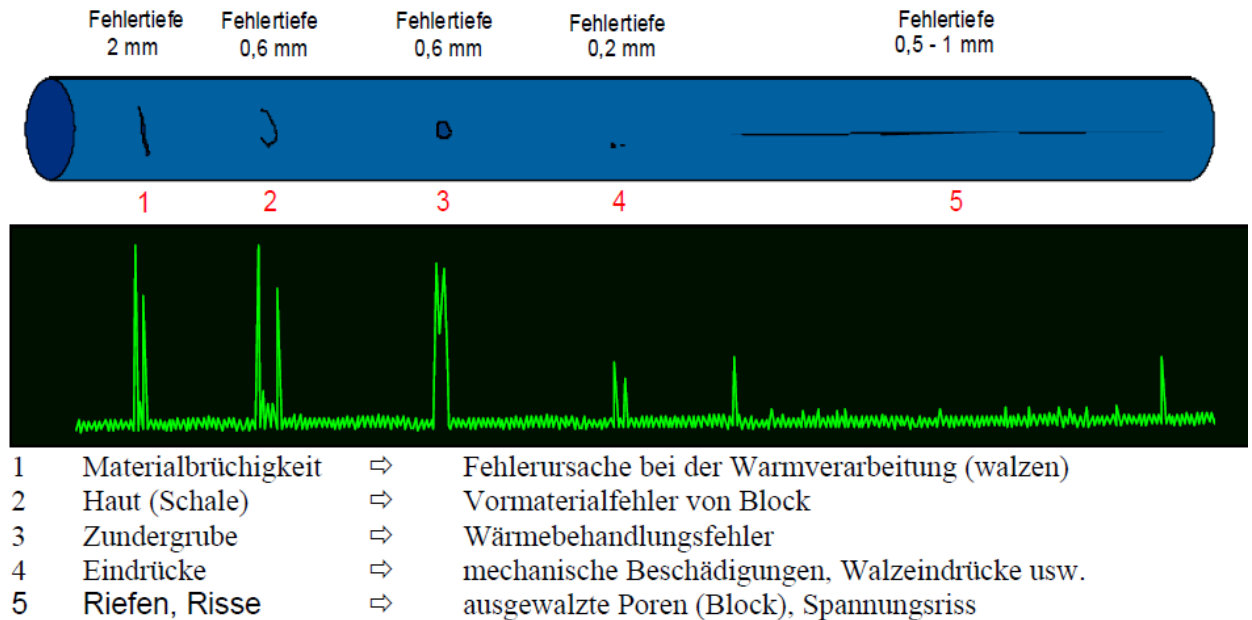


Abb. 3.2.1: WSP-Meßsignale verschiedener Fehler <sup>07)</sup>

Von der WSP erkannt und unterschieden werden Risse und muldenförmige Vertiefungen; eine Deutung und sichere Unterscheidung der Korrosionsarten ist hingegen nicht möglich, etwa ob es sich um Spannungsriß-Korrosion oder um einen sonst entstandenen Riß handelt. Selbst die Ermittlung der Riß- bzw. Porentiefe ist nicht sicher gewährleistet, wie an vorstehender Abb. 3.2.1 erkennbar – dort ist das bei Pkt. 1 angezeigte Meßsignal für eine Fehertiefe von 2 mm genau so groß wie das bei Pkt. 2 mit einer Fehertiefe von nur 0,6 mm.

**Durchgehende, gerade Längsfehler (Längsrisse) können mit diesem Verfahren nicht gefunden werden**, s. Pkt. 5 in vorstehender Abbildung 3.2.1.

Daher setzt man zusätzlich die Wirbelstromprüfung mit rotierenden (umlaufenden) Sonden ein, oder man verwendet den Array-Prüfkopf mit Mehrfach-Bestückung.

Durch das Auftreten **fremder äußerer Felder** können in der Meßwicklung unerwünschte Spannungen induziert werden, die das **Meßergebnis verfälschen**. Das sich um einen stromdurchflossenen Leiter aufbauene elektromagnetische Feld beeinflusst alle in seiner Nähe befindlichen leitfähigen Objekte. Dazu zählt prinzipbedingt das zu untersuchende Prüfobjekt, aber auch vorhandene leitfähige Konstruktionselemente. Meßsignale können somit auch von Halterungen der Sonde und des Prüfobjekts verursacht werden. <sup>08)</sup>

Die **Aussagefähigkeit** der Meßergebnisse der WSP ist folglich **beschränkt auf die Ortung von Fehlstellen**; darüber hinausgehende Deutungen der Meßergebnisse bleiben unsicher.

### 3.3 Erschwerte Durchführung der Wirbelstromprüfung an DE-Heizrohren

Die Heizrohr-Bündel sind in den Dampferzeugern stehend fest eingebaut, s. Abb. 3.3.1. Überprüfungen der einzelnen Heizrohre auf vorhandene Schäden sind sehr schwierig und für das Prüfpersonal körperlich außerordentlich anstrengend.

Die einzelnen Heizrohre sind nur von unten von den Kühlmittelkammern des Dampferzeugers aus zugänglich. Diese Kammern bestehen aus einer durch ein Trennblech zweigeteilten Halbkugelschale mit den Anschluß-Stutzen für den Primärkreis-Eintritt und -Austritt. Beide Kühlmittelkammern sind durch je ein Mannloch zugänglich.

Die Kammern haben zwar „Stehhöhe“ (vgl. Abb. mit Manngröße); diese ist aber wegen der Kugelform des Bodens sowie der großen Anschluß-Stutzen nur eingeschränkt nutzbar.

Ein mehrstündiger Aufenthalt in der Kammer, wie dies zur Überprüfung der jeweils 4.118 Einzelrohre erforderlich ist, wird damit zur Qual!

Hinzu kommt eine **hohe Hitzebelastung** durch die von der Behälterkonstruktion (rd. 300 t) auch Tage nach dem Abschalten noch abgestrahlte Restwärme.- das Abkühlen von 320°C Betriebstemperatur auf z.B. 40°C geht nur sehr langsam und kann auch nicht durch Einsatz einer maschinellen Kühlung beschleunigt werden, um schädliche Wärmespannungen im Dampferzeuger zu vermeiden.

Zudem wird das Prüfpersonal in der Kammer auch noch einer **erhöhten Strahlenbelastung** ausgesetzt. Beide Kammern sind Teil des Primär-Kreislaufs, die durch Ablagerungen

radioaktiver Teilchen sowie auch durch Aktivierung der Bauteile selber Radioaktivität abgeben.

Um die zulässigen Werte nach der Strahlenschutz-Verordnung einzuhalten, können die Kühlmittel-Kammern für die Schadensprüfung nur mit einem entsprechenden Strahlenschutzanzug mit Atemluft-Versorgung betreten werden. Das alles schränkt die Bewegungsmöglichkeiten für das Prüfpersonal stark ein und stellt eine große körperliche Herausforderung dar. Dadurch steigt allerdings auch die **Wahrscheinlichkeit für das Auftreten von Fehlern** bei der Meßwert-Aufnahme.

Zum Prüfen muß die Prüfsonde (s. nachstehende Abb. 3.3.2) von unten in jedes einzelne Heizrohr eingeschoben und entsprechend der vorgegebenen Prüflänge hochgeführt werden. Das ist nur möglich, wenn das Anschlußkabel ausreichend steif ist. Für die unteren etwa 2 m bis zum ersten Abstandshalter wie angegeben zuzüglich 1 m Dicke des Behälterbodens, zusammen also rd. 3 m, ist dies sicherlich machbar.

Nicht möglich hingegen ist die Prüfung „auf ganzer Länge“, wie dies in der Pressemitteilung des Umweltministeriums v. 7.11.2018 für einen Anteil der Rohre angegeben wurde. Dafür

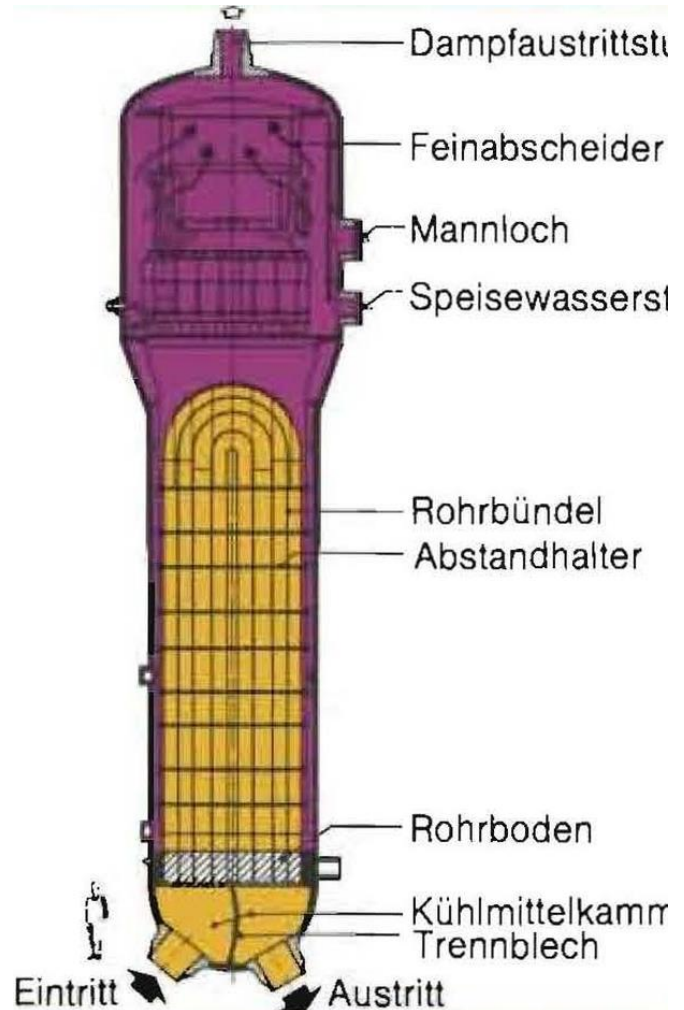


Abb. 3.3.1: Dampferzeuger [Schnitt] aus: „Anlagen-Kurzbeschreibung GKN Block II“<sup>09)</sup>

reicht zum einen die Stabilität des Anschlußkabels nicht aus, um die Prüfsonde zunächst rd. 10 m bis zum Beginn der Rohrkrümmung in die Höhe zu schieben. Spätestens hier ist auf jeden Fall Schluß – die Prüfsonde, mit nur geringem Spiel an den Rohr-Innendurchmesser angepaßt, kann die Rohrkrümmung am Scheitel des Wärmetauscher-Bündels nicht überwinden. Die behauptete **Prüfung „auf ganzer Länge“ ist nicht möglich!** Der tatsächliche Prüfumfang beschränkt sich auf lediglich 20 % der Rohrlänge; **80 % der Rohrlänge sind gar nicht überprüft** worden.

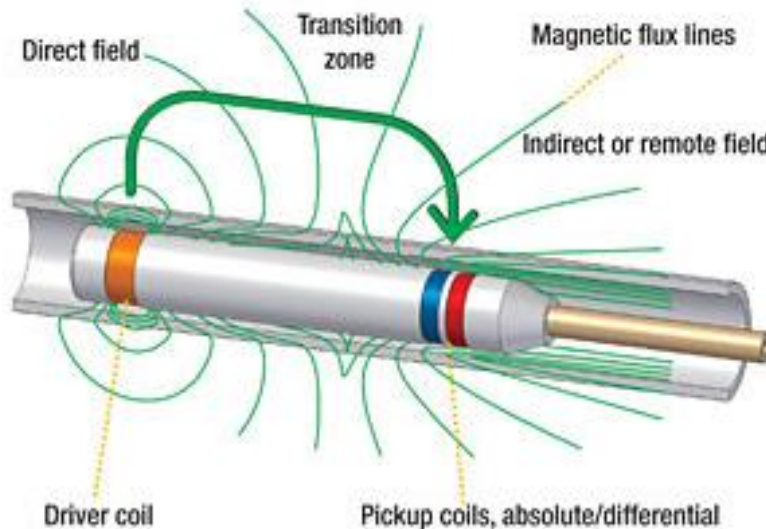


Abb. 3.3.2: Prüfpule für Rohr-Innenprüfungen (Beispiel)

Um so alle 4.118 Rohre in einer Kammer bis zum ersten Abstandshalter zu prüfen, benötigt man bei einer (angenommenen) Prüfdauer von nur 60 Sekunden = 1 Minute je Rohr insgesamt rd. 4.200 Minuten = 70 Stunden, für beide Kammern eines Dampferzeugers mithin **140 Arbeitsstunden**. Dabei müssen die einzelnen Kennzeichnungen der 4.118 Rohre fehlerfrei miterfaßt werden, um diese auf beiden Kammerseiten einander einwandfrei zuordnen zu können.

Wegen der v.g. körperlich hohen Belastungen können je Schicht nur 4 Stunden Einsatzzeit geleistet werden. Steht nur ein ausgebildeter Prüfer zur Verfügung, sind also 36 Arbeitstage allein zur Prüfung eines einzigen Dampferzeugers erforderlich.

Für einen durchgehenden Prüfablauf rund um die Uhr innerhalb von drei aufeinander folgenden Tagen würden **je Dampferzeuger 12 ausgebildete Prüfer** benötigt; für alle vier Dampferzeuger wären damit 12 Arbeitstage = 2 ½ Wochen erforderlich. Es erscheint höchst zweifelhaft, wie der Prüfablauf tatsächlich abgelaufen sein muß. Die erschwerten Prüfbedingungen erhöhen die Fehlerrate des Prüfvorganges.

Denkbar wäre zwar der Einsatz eines rechnergesteuerten Prüfroboters, der an diese Raum-Geometrie der Kühlmittel-Kammer angepaßt sein muß und die Einzelprüfungen Rohr für Rohr selbsttätig vornimmt. Allerdings müßte dieser Prüfroboter zunächst durch das enge Mannloch in die jeweilige Kühlmittelkammer eingebracht und dort aufgestellt sowie genau auf die Heizrohre ausgerichtet werden. Nach Abschluß des Prüfvorganges müßte er wieder abgebaut und ausgebracht werden. Dafür sind ebenfalls jeweils mehrere Stunden Arbeit von ausgebildeten Fachkräften in den einzelnen Kühlmittel-Kammern unter stark erschwerten Bedingungen zu leisten. Es ist nicht bekannt, ob solche Prüfroboter überhaupt verfügbar sind und hier eingesetzt wurden. Als Vorteil ergäbe sich eine deutlich kürzere Prüfzeit und eine geringere Gesamtstrahlen-Belastung für das Prüfpersonal.

## 4.0 KORROSIONSVORGÄNGE UND ABHILFEMASSNAHMEN

### 4.1 Lochfraß

Hochlegierte Cr-Ni-Mo-Edelstähle wie der hier für die Heizrohre der Dampferzeuger verwendete Incoloy 800 gelten als korrosionsbeständig.

So heißt es auch in der „Anlagen-Kurzbeschreibung GKN Block II“<sup>09)</sup> im Abschn. 2.2.2.3 „Dampferzeuger“: *„Durch entsprechende Werkstoffwahl für die Rohre (Incoloy 800) ... wird eine **hohe Korrosionsbeständigkeit** erreicht.“* Dennoch sind nach nunmehr knapp 31 Betriebsjahren erhebliche Korrosionsschäden in einem Ausmaß an den Dampferzeuger-Heizrohren vorgefunden worden, mit denen ein Weiterbetrieb der Anlage nicht mehr verantwortet werden kann.

Ein Teil der an den Heizrohren der Dampferzeuger festgestellten Korrosionsschäden wurde im Bericht „GKN II ME 04/2018“<sup>04)</sup> des Umweltministeriums im Abschn.3,2 „Festgestellte Befunde“ als **„Lochkorrosion oder Intergranular Attack als Schadensmechanismus ermittelt“** Dabei wird darauf hingewiesen, daß alle Korrosionsschäden von der Außenseite der Rohre, also vom Speisewasser ausgehen.

Lochkorrosion, auch als „Lochfraß“ bezeichnet, ist auf einen elektrochemischen Vorgang zurückzuführen, bei dem sich zwischen zwei unterschiedlichen Metallen ein galvanisches Lokal-Element bildet und einen galvanischen Strom fließen läßt, der das „unedlere“ Metall in Lösung gehen läßt, d.h. allmählich auflöst. Lochkorrosion setzt also immer zwei unterschiedliche Materialien voraus, die einander benachbart sein und von einem Elektrolyt (hier das Speisewasser des Dampferzeugers) berührt sein müssen.

Als Ursache der Korrosionsschäden nennt der v.g. Bericht<sup>04)</sup> die Ablagerung von „ferritischen Korrosionsprodukten“, d.h. von Eisenoxid-Partikeln auf der speisewasserseitigen Oberfläche der Heizrohre. Diese können allerdings solche Lokalelemente bilden und Lochkorrosionen auch an Edelstählen hervorrufen. Sie sind jedoch nicht nur auf die unterste Zone der Heizrohre unmittelbar über dem Rohrboden beschränkt; sie können auf der gesamten Länge der Heizrohre vorkommen. Ursache sind eine fehlerhafte Aufbereitung und Überwachung des Speisewassers; Einzelheiten dazu s. nachfolgende Abschnitte 4.3 u. 4.4.

Kritische Bedingungen für das Auftreten von Lochkorrosion sind:

- hoher Chloridgehalt im korrosiven Medium
- hoher Sulfatgehalt (bei Kupferwerkstoffen)
- hohe Temperaturen
- niedriges Elektrodenpotential des Werkstoffs
- niedriger pH-Wert des Elektrolyten
- niedrige Strömungsgeschwindigkeit des Mediums (z. B. in Wasserkreisläufen)

Die weitere im o.g. Bericht<sup>04)</sup> angeführte Schadensursache **„Intergranular Attack“** – der deutschsprachige Fachbegriff lautet: **„Interkristalline Korrosion“**, auch mit **„Kornzerfall“** bezeichnet – stellt eine völlig andere Art der Werkstoffzerstörung dar und hat mit Lochkorrosion überhaupt nichts zu tun. Die Interkristalline Korrosion verläuft dabei entlang der Korngrenzen im Metallgefüge. Bei Belastung kommt es zum **Bruch entlang der Korngrenzen** im Metallgefüge.

Bei mit Chrom legierten Stählen verbindet sich das im Werkstoff enthaltene Chrom beim Erwärmen (etwa beim Schweißen) mit dem Kohlenstoff zu Chromcarbid. Damit steht das Chrom nicht mehr zum Korrosionsschutz (Bildung einer Passivschicht) im erwärmten Bereich zur Verfügung, und es kommt zum beschriebenen Kornzerfall.

## 4.2 Spannungsriß-Korrosion

Im Bericht „GKN II ME 04/2018“<sup>(04)</sup> des Umweltministeriums v. November 2018 heißt es:  
„Bei den rissartigen, in **Umfangsrichtung** orientierten Wanddickenschwächungen handelt es sich um eine **Schadenscharakteristik**, die im GKN II zuvor noch nicht festgestellt wurde. Als Schadensmechanismus wurde **Spannungsriß-Korrosion (SpRK)** ermittelt.“

Diese Feststellung ist in zweierlei Hinsicht bemerkenswert: Zum einen ist nicht erklärbar, warum die Spannungsrisse nur in Umfangsrichtung, also quer zur Rohrachse aufgefunden wurden. Ebenso sind auch **Längsrisse** parallel zur Rohrachse **möglich** und wahrscheinlich. Wie vorstehend im Abschn. 3.2 dargelegt, können Längsrisse mit der einfachen Wirbelstromprüfung nicht gefunden werden; dafür bedarf es des Array-Verfahrens, welches nach Angabe des v.g. Berichtes auch angewandt sein soll. Liegt hier ein **weiterer Prüffehler** vor? **Längsrisse** führen noch leichter zum **Aufplatzen** der Rohrwand als die **Querrisse** zum **Abreißen** des Rohres, wie in Abschn. 2,3 nachgewiesen.

Zum andern erstaunt die Auage, eine derartige „**Schadenscharakteristik sei im GKN II zuvor noch nie festgestellt**“ worden. Offenbar hat es längere Zeit gedauert, bis die Chlorid-Konzentration im Speisewasser den kritischen Wert erreicht hatte. Möglicherweise haben die langen Prüffristen nach KAT-Regeln in Verbindung mit einem dafür noch nicht ausgereiften Wirbelstrom-Prüfverfahren die beginnende Spannungsriß-Bildung nicht erkennen lassen.

Spannungsrißkorrosion ist die transkristalline (durch das Gefügekorn) oder interkristalline (entlang der Korngrenzen des Gefüges verlaufende) **Rißbildung** in Werkstoffen unter gleichzeitigem Einfluss einer statischen Zugspannung oder mit überlagerter niederfrequenter Zugschwellspannung sowie eines spezifischen Angriffsmittels. Auch Zugspannungen in Form von Eigenspannungen sind wirksam.

Spannungsrisse haben die Eigenschaft, **immer weiter zu wachsen**, und zwar mit zunehmender Geschwindigkeit, bis es zum Versagen des tragenden Material-Querschnitts kommt und dieser **plötzlich abreißt**.

Hochlegierte **Cr-Ni-Mo-Edelstähle** wie das hier für die DE-Heizrohre verwendete Incoloy 800 sind unter bestimmten Bedingungen **anfällig für Spannungsriß-Korrosion**. Zu der werkstoffbedingten Anfälligkeit für Spannungsriß-Korrosion müssen **zusätzlich** die folgenden Bedingungen vorliegen, damit Spannungsriß-Korrosion auftreten kann:

- **hohe Betriebstemperatur**
- **hoher Chloridgehalt** im korrosiven Medium
- Werkstück weist fertigungsbedingte **Eigenspannungen** durch Kaltverformung auf, z.B. Biegen, Kaltwalzen u.ä.

**Fehlt eine dieser Bedingungen**, kann **Spannungsriß-Korrosion** nicht auftreten.

Bei den hier eingesetzten Dampferzeuger-Heizrohren aus Incoloy 800 treffen indes alle für das Auftreten von Spannungsriß-Korrosion maßgebenden Bedingungen zusammen:

- der Werkstoff ist **anfällig für Spannungsriß-Korrosion**
- die Rohre stehen durch das Walzen und Biegen unter **Eigenspannung**
- **hohe Einsatztemperatur** 300 °C
- **hoher Chlorid-Gehalt** im Speisewasser, s. Bericht<sup>(04)</sup> des UM v. Nov. 2018

Das Auftreten von Schäden durch Spannungsriß-Korrosion an den Dampferzeuger-Heizrohren war somit absehbar und nicht zu vermeiden. Die Schäden sind Folge einer **unzureichenden Speisewasser-Qualität**, wie sich aus v.g. Bericht<sup>(04)</sup> schlüssig ableiten läßt. Ursächlich dafür ist eine **fehlerhafte Betriebsführung** bei der Speisewasser-Aufbereitung,

die den Eintrag salzartiger Verunreinigungen aus Leckagen am Kondensator zugelassen hat. Diese Schäden hätten vermieden werden können, wenn das umlaufende Speisewasser im Dampfkreis durchgängig **choridfrei** gehalten worden wäre.

### 4.3 Ursachen und Abhilfemaßnahmen gegen Korrosionsschäden

Der v.g. Bericht „GKN II ME 04/2018“<sup>(04)</sup> des Umweltministeriums v. November 2018 nennt im Abschn.4 „Festgestellte Ursachen“ lediglich folgende „*primäre Ursachen*“ für das Auftreten von Spannungsrissskorrosion:

- „*Es erfolgte ein vermehrter **Eintrag von Eisenoxiden** in die DE und die **verstärkte Ablagerung** dieser Eisenoxide in Stromungstotzonen auf den Rohrböden der Dampferzeuger. Ursächlich für den vermehrten Eisenoxideintrag war eine **sekundarseitige Sauerstoffdosierung** in den Heizdampf der Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer.“*
- „*Durch **Kondensatorleckagen** wurden **salzartige Verunreinigungen**, insbesondere Sulfat, in den Sekundarkreislauf eingetragen.“*

Weitere Angaben hierzu enthält der Bericht allerdings nicht; es werden auch keine der für die Beurteilung der **Speisewasser-Qualität** maßgebenden Werte wie **pH-Wert**, **Leitfähigkeit**, **Rest-Sauerstoff-Gehalt** usw. angegeben.

Dennoch offenbaren diese beiden Angaben im GKN-Bericht über den **Eintrag von Eisenoxiden** sowie über **salzartige Verunreinigungen aus Kondensatorleckagen** einen über Jahre hin **fehlerhaft geführten Speisewasser-Betrieb!**

Offensichtlich sind die **jährlichen Revisionen nicht mit der gebotenen Sorgfalt** durchgeführt worden. Wie konnte es sonst möglich sein, diese **Kondensatorleckagen** bei all' den über 30 Betriebsjahre hin durchgeführten jährlichen Revisionen **zu übersehen und nicht zu beseitigen**? Die Folgen dieser Nachlässigkeit zeigen sich jetzt in den festgestellten Korrosionsschäden, die möglicherweise nicht nur auf die Dampferzeuger-Heizrohre beschränkt sind, sondern auch weitere Anlagenteile betreffen, worauf der jetzt am 16.9.2019 nachgemeldete **Schaden** an einem **Vorwärmer** hinweist.

Im v.g. Bericht „GKN II ME 04/2018“<sup>(04)</sup> des Umweltministeriums v. November 2018 sind folgende Abhilfemaßnahmen aufgeführt:

- *Einstellung der Sauerstoffdosierung in den Heizdampf der Wasserabscheider-Zwischenüberhitzer zur Reduzierung des Eisenoxideintrags in die Dampferzeuger*
- *weitgehende Beseitigung der Kondensatorleckagen zur Reduzierung der salzartigen Verunreinigung*
- *reinigen und spülen der Rohrböden aller Dampferzeuger, um einen Großteil des korrosiven Inventars zu entfernen*
- *stabilisieren und verschließen sämtlicher Heizrohre mit rissartigen Befunden*
- *verschließen von Heizrohren mit volumenartigen Befunden in Abhängigkeit der Waddickenschwächung*

Diese „Maßnahmen“ stellen nur die größten bisherigen Mißstände ab; bereits entstandene Korrosionsschäden können damit nicht „geheilt“, sprich rückgängig gemacht werden und werden dessen ungeachtet weitergehen. Das betrifft sowohl die nicht verstopften Heizrohre mit festgestellten Korrosionsschäden als insbesondere auch bisher nicht entdeckte Schäden an den **80% nicht überprüften** und auch **nicht prüfbaren Rohrabschnitten!**

Warum etwa sollen die Kondensatorleckagen **nur weitgehend beseitigt** werden und **nicht vollständig**? Liegt hier etwa ein **nicht heilbarer Konstruktionsfehler** an der Kondensator-Anlage vor? Handelt es sich hierbei gar ebenfalls um Spannungsrisse an den Kondensator-Rohren aus Niro-Stahl, die ganz aufgebrochen sind?

Auch das vorgesehene „**Spülen und Reinigen der Rohrböden**“ bleibt nur „Augenwischerei“, werden die korrosionsfördernden Ablagerungen damit kaum nachhaltig zu entfernen sein. Die **Rohrböden** sind über das Mannloch (sofern ein solches über dem Rohrboden überhaupt vorhanden ist) nur sehr eingeschränkt einsehbar, ansonsten aber **völlig unzugänglich**. Die schmalen Zwischenräume zwischen den einzelnen gegeneinander versetzt angeordneten Heizrohren lassen ein „*Spülen und Reinigen der Rohrböden*“ überhaupt nicht zu. Es gibt auch **keine eingebaute Spülvorrichtung** über dem Dampferzeuger-Rohrboden. Mit den Speisepumpen möglichst viel Wasser von oben über Speisewasser-Ringleitung und den Zwischenraum zwischen Behälter-Mantel und den das Heizrohrbündel umgebenden Leitmantel auf den Rohrboden zu bringen und über irgendwelche Ablaufstutzen abzuleiten wird **keine wirksame Spülung** des Rohrbodens mit den Totzonen an den über 8.000 Heizrohren zu erreichen sein!

Wie also wurde die Spülung und mit welchem Ergebnis „erfolgreich“ durchgeführt? Die Angabe einer erfolgreichen Spülung als Bestandteil der durchgeführten Maßnahmen bei den letzten beiden Jahresrevisionen ist nicht glaubhaft.

#### 4.4 Sauerstoff-Impfung des Heizedampfes

Völlig unverständlich ist und bleibt die über Jahre hinweg vorgenommene Zugabe von Sauerstoff in den Dampf-Kreislauf, wie aus dem Bericht „GKN II ME 04/2018“<sup>04)</sup> des Umweltministeriums v. November 2018, Abschn.4 „Festgestellte Ursachen“ eindeutig hervorgeht.

**Sauerstoff zerstört Eisen durch Korrosion**, indem es dieses zu Eisenhydroxid (=Rost) umwandelt und so den Werkstoff stetig auflöst. Das ist eine allgemein bekannte Tatsache.

Dampferzeugungsanlagen sind aus Korrosionsschutzgründen grundsätzlich sauerstofffrei zu betreiben. Dazu wird das gesamte Speisewasser über eine Entgaser-Kaskade geführt, in der Sauerstoff (und auch CO<sub>2</sub>) thermisch ausgetrieben und mit dem sogen. Wrasendampf nach außen abgeführt werden. Der Sauerstoffgehalt des Speisewassers muß dabei unter 0,1 mg/l gehalten werden. Zusätzlich werden Sauerstoff-Bindemittel in das Speisewasser eingeführt, um auch den Rest-Sauerstoffgehalt abzubinden und um einem etwaigen Sauerstoff-Einbruch vorzubeugen.

Was also sollte mit dieser Sauerstoff-Impfung bezweckt werden? Warum wurde die Korrosionswirkung dieser **Sauerstoff-Zugabe** nicht bedacht? Die dadurch angerichteten **Schäden im Dampfkreislauf** sind **nicht mehr behebbar**. Es ist zu vermuten, daß auch der nachträglich festgestellte Schaden an einem Vorwärmer auf die schädliche Wirkung der jahrelangen Sauerstoff-Zugabe zurückzuführen ist.

Stuttgart, den 16.September.2019

Dipl.-Ing Hans Heydemann



## 5.0 QUELLEN-NACHWEIS

- [01] Pressemitteilung der EnBW vom 14.9.2018
- [02] Pressemitteilung Nr. 231/2018 des Umweltministeriums Baden-Württemberg v. 7.11.2018
- [03] Pressemitteilung EnBW vom 8. November 2018
- [04] Bericht GKN II ME 04/2018 „Lineare Anzeigen bei Wirbelstromprüfung von Dampferzeugerheizrohren“ des Umweltministeriums v. Nov. 2018
- [05] Pressemitteilung Nr.208/2019 des Umweltministeriums Baden-Württemberg v. 2.9.2019
- [06] MPA Stuttgart, BMU-Vorhaben 3610R01385, „Schädigungsmechanische Modellierung des Resttragvermögens von geschädigten Dampferzeugerheizrohren“, Abschlussbericht Juli 2013
- [07] Maier, Perstel „Wirbelstromprüfung an Walzprodukten“ / Böhler AG 2008
- [08] Dissertation R.Mallwitz: „Analyse von Wirbelstromsignalen“ / Uni Kassel 1999
- [09] Standort- und Anlagen-Kurzbeschreibung GKN Block II Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar 1981
- [10] Pressemitteilung EnBW vom 16. September 2019 „ Revision GKNII wird verlängert“
- [11] Pressemitteilung Nr.182/2017 des Umweltministeriums Baden-Württemberg v. 27.9.2017

## 6.0 ANHANG

### ANFAHRSTÖRFALL GKN I v. 21.9.1977 - „Der Beinahe-ATOM-GAU in Deutschland“

Nicht nur in Fukushima, auch in **deutschen Atomanlagen** ist ein **schwerer Unfall** mit **verheerenden Folgen jederzeit möglich**. So ist 1977 dem Großraum Stuttgart - Heilbronn nur dank glücklicher Umstände eine ähnliche Katastrophe wie in Fukushima erspart geblieben. als sich im **Atomkraftwerk Neckarwestheim** ein schwerer **Anfahrstörfall** ereignete, der zunächst wochenlang vertuscht wurde und **erst zwei Monate später**, Ende November 1977, durch einen anonymen Anruf an die **Öffentlichkeit** kam! Betreiber und Behörden beschwichtigten dann, es habe sich lediglich um ein **Versehen** der Betriebsmannschaft gehandelt, nichts Schlimmes weiter, es sei ja auch weiter nichts passiert, „ zu keinem Zeitpunkt hat irgend eine Gefahr weder für die Mitarbeiter noch für die Allgemeinheit bestanden“!

Damals, am 21.September 1977, kam es beim Wiederauffahren von Block I (GKN I) nach einem Betriebs-Stillstand mit Brennelemente-Wechsel am Ende des ersten Betriebsjahres zu einem **schweren Störfall** der **Kategorie „A“**. Dabei wurden **schwerwiegende Bedienungsfehler** von der offensichtlich nur unzureichend geschulten Bedienungs-mannschaft gemacht unter **Mißachtung** der Anweisungen des **Betriebshandbuches!**

Der Reaktor wurde nämlich durch **vollständiges Ausfahren** der **Steuerstäbe** bei gleichzeitigem **Verringern der Borsäurekonzentration** im Reaktorwasser **kritisch** gemacht, dies entgegen der Vorschrift, die Steuerstäbe nicht vollständig auszufahren; sondern noch 30 Schaltschritte eingefahren zu lassen.

Weiterhin wurde **nicht beachtet**, daß die Anzeige der **Borkonzentration** meßtechnisch bedingt erst **mit 20 Minuten Verzögerung** erfolgt. So wurde die **notwendige Borkonzentration unterschritten** und der **Reaktor unbemerkt kritisch** und erzeugte ungewollt bereits etwa **8% Wärmeleistung** – immerhin **200 MW!** Diese wurde an die Dampferzeuger des Sekundär-Systems übertragen. Weil aber weder die **Turbinen** noch die **Umleitstation** zum Kondensator **betriebsbereit** waren, konnte diese Wärme jedoch nicht abgeführt werden. Dadurch stiegen Druck und Temperatur im Dampferzeuger sehr schnell an, das **Sicherheitsventil öffnete**. Der daraufhin einsetzende schnelle Druckabfall im Dampferzeuger löste die **Reaktor-Schnellabschaltung (RESA)** aus mit Einfahren der Steuerstäbe, um die Kritikalität des Reaktors zu stoppen.

Die **Nachzerfallwärme** ließ im Dampferzeuger erneut Druck und Temperatur rasch ansteigen; das Sicherheitsventil öffnete abermals, schloß dann aber nicht mehr, weil es sich verklemmt hatte. Über das offenstehende Sicherheitsventil **dampfte** der Dampferzeuger **vollständig aus**; es kam zum vorübergehenden **Zusammenbruch der Kühlung des Reaktorkernes!** Ein starkes **Aufheizen** des **Primärkreises** durch die **Nachzerfallwärme** ist dabei unvermeidlich! Bei Überschreiten von **345°C** tritt **Dampfbildung** im **Reaktorkern** ein – die **Brennstäbe fallen trocken**, es kommt zur **Kernschmelze**, wie 1979 in Harrisburg/USA und 2011 in Fukushima!

Eigentlich wollte man ja nur den Reaktor mit **Nulllast** gerade kritisch machen, dazu ist das Sekundärsystem nicht nötig. Daß die **Nulllastgrenze** dabei **überschritten** wurde und der Reaktor bereits 8% **Leistung** erzeugte, wurde von der Bedienungs-mannschaft **erst nach 25 Minuten erkannt**. Die mußte das Ganze auch noch **von Hand bedienen, ohne** Unterstützung durch den **Prozeßrechner**, denn „der war gerade **kaputt**“, wie Dr. Burkhard von der Aufsichts-Behörde einräumen mußte! Somit gibt es also von diesem schweren Störfall im GKN I keine Meßwerte, die den tatsächlichen Ablauf im Reaktor nachvollziehen

lassen. Wie eine Kernschmelze beim GKN I dann vermieden wurde, darüber gibt es bis heute keinerlei Aussagen.

Nicht auszudenken, was hätte geschehen können, wäre die unbeabsichtigte Wärmeleistung des Reaktors **nur ein paar Minuten später bemerkt** worden! Also sind wir hier damals, im September 1977, wohl nur **knapp** und mit **viel Glück** einem **schrecklichen Unglück entgangen**.

Im 20 km-Umkreis um Fukushima haben 80.000 Menschen ihr Zuhause für immer verloren – im **20 km-Umkreis** des AKW Neckarwestheim leben **675.000 Menschen!**

Fukushima 2011 war nicht vorgesehen – und ist dennoch geschehen; auch Tschernobyl 1986 und Harrisburg 1979 sowie Windscale 1957 hätten nach den Wahrscheinlichkeitstheorien nie geschehen dürfen, jedenfalls nicht vor Ablauf von 10.000 Jahren!

Auch **deutsche Atomkraftwerke** sind **nicht sicher**, **solange** sie **nicht abgeschaltet** sind!