



International  
**Nuclear Risk**  
Assessment Group

---

# Risiken von Laufzeitverlängerungen alter Atomkraftwerke

April 2021, Revision 4 (editiert)

für die Allianz der Regionen für  
einen europaweiten Atomausstieg



ALLIANCE OF REGIONS  
FOR PHASING OUT  
NUCLEAR POWER  
ACROSS EUROPE



# **Impressum**

## **AutorInnen**

Nikolaus Arnold  
Oda Becker  
Paul Dorfman  
Matthias Englert  
Friederike Frieß  
Klaus Gufler  
Gregory Jaczko  
Georgui Kastchiev  
Wolfgang Kromp  
Helga Kromp-Kolb  
Stephan Kurth  
Dieter Majer  
Yves Marignac  
Manfred Mertins  
Gabriele Mraz  
Nikolaus Müllner  
Christoph Pistner  
Wolfgang Renneberg  
Michael Schöppner  
Emmerich Seidelberger  
Stephen Thomas  
Ilse Tweer

© 2021 INRAG | International Nuclear Risk Assessment Group

Tel: 0043 1 47654 81821

Mail: [info@inrag.org](mailto:info@inrag.org)

INRAG Office  
Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften (ISR)  
Universität für Bodenkultur Wien (BOKU)  
Dänenstraße 4  
1190 Wien  
Österreich

ZVR: 173 253 9393

ISBN: 978-3-900932-85-5

## **Auftraggeber**

Amt der Oberösterreichischen Landesregierung für die Allianz der Regionen

Deckblatt Illustration: Designed by Freepik.com

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung</b>	<b>iv</b>
<b>2. Alternde Kernreaktoren in Europa</b>	<b>2</b>
2.1. Altersprofil der Kernreaktoren innerhalb Europas . . . . .	3
2.2. Laufzeitverlängerung der Reaktoren in Europa . . . . .	4
2.2.1. Länder mit befristeter Betriebsdauer für die Kernreaktoren . . . . .	4
2.2.2. Länder mit unbefristeten Betriebsgenehmigungen für die Reaktoren . . . . .	5
2.2.3. Laufzeitverlängerung in Osteuropa . . . . .	5
2.3. Perspektiven für neue Reaktoren in Europa . . . . .	6
2.3.1. Reaktoren im Bau . . . . .	6
2.3.2. Bestellte Reaktoren . . . . .	6
2.3.3. Geplante Reaktoren . . . . .	6
2.4. Altersprofil der Reaktoren außerhalb Europas . . . . .	7
<b>3. Alterung von Kernkraftwerken</b>	<b>7</b>
3.1. Einleitung . . . . .	9
3.2. Alterung von Komponenten und Grenzen der Gegenmaßnahmen . . . . .	9
3.2.1. Physische Alterung . . . . .	10
3.2.2. Fertigungsfehler und physische Alterung . . . . .	11
3.2.3. Physische Alterung spezieller Komponenten . . . . .	11
3.2.4. Gegenmaßnahmen und deren Grenzen . . . . .	13
3.2.5. Alterungsmanagement . . . . .	17
3.2.6. LvB (LBB) und Alterungsmanagement . . . . .	18
3.2.7. ENSREG Topical Peer Report (TPR) "Ageing Management" . . . . .	19
3.2.8. Betriebszeitabhängige Ausfallraten . . . . .	21
3.2.9. Umgang mit alterungsbedingten meldepflichtigen Ereignissen . . . . .	22
3.3. Veralten der Anlage und Grenzen von Nachrüstungen . . . . .	23
3.3.1. Veralten der Auslegung . . . . .	23
3.3.2. Technologische Alterung und Probleme der Wartung . . . . .	25
3.3.3. Grenzen der Nachrüstungen . . . . .	25
3.4. Schwindende Kenntnisse zu Auslegung und Betrieb der Anlagen . . . . .	29
3.5. Sicherheitsvergleich zweier Reaktoren unterschiedlichen Alters . . . . .	30
3.6. Besondere Gefahr: Gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA) . . . . .	31
3.7. Besondere Gefahr: Brände . . . . .	32
3.8. Besondere Gefahr: Externe Ereignisse . . . . .	33
3.8.1. Naturgefahren . . . . .	34
3.8.2. Extremwetterereignisse und Zunahme der externen Gefahr durch die Klimaveränderung . . . . .	35
3.8.3. Gefahr von Terroranschlägen auf Kernkraftwerke . . . . .	37
<b>4. Kerntechnische Sicherheitskonzepte und Regelwerke für Laufzeitverlängerungen</b>	<b>41</b>
4.1. Ansätze für Laufzeitverlängerungen . . . . .	43
4.2. Anzuwendender Maßstab an die Sicherheit von KKW im Falle von Laufzeitverlängerungen . . . . .	44
4.2.1. Die Frage der „vernünftigen Machbarkeit“ – “reasonably practical” . . . . .	46
4.3. Stand der internationalen Regelwerksanforderungen für Laufzeitverlängerungen . . . . .	47
4.3.1. Internationale Ansätze: IAEA . . . . .	47

4.3.2. Internationale Ansätze: WENRA . . . . .	51
4.3.3. Internationale Ansätze: EU . . . . .	53
4.4. Entscheidungspraxis bei Laufzeitverlängerungen . . . . .	55
4.4.1. WENRA Sicherheitsziele für neue KKW als Benchmark für Laufzeitverlängerung . . . . .	56
4.5. Umfassende Überprüfung der Genehmigung bei Laufzeitverlängerung . . . . .	59
<b>5. Praktische Erfahrungen im Umgang mit dem Risiko gealterter Anlagen</b>	<b>60</b>
5.1. Herausforderungen der Laufzeitverlängerung in den USA . . . . .	61
5.1.1. Übersicht . . . . .	61
5.1.2. Sicherheit durch Aufsicht . . . . .	62
5.1.3. Sollen Reaktoren sicherer werden? . . . . .	63
5.1.4. Umgang mit den bei der Laufzeitverlängerung aufkommenden Sicherheitsproblemen . . . . .	64
5.1.5. Schlussfolgerungen . . . . .	65
5.2. Besondere technische Aspekte bei der Alterung von Kernkraftwerken . . . . .	66
5.2.1. Versprödung eines Reaktordruckbehälters . . . . .	66
5.2.2. In Vessel Retention - Besonderheiten bei Reaktoren des Typs WWR 440 . . . . .	68
5.2.3. Auswertung von Nachrüstungsprojekten auf die Kernschadenshäufigkeit . . . . .	71
5.3. Ökonomische und politische Rahmenbedingungen von Laufzeitverlängerungen . . . . .	74
<b>6. Laufzeitverlängerung russischer WWR-Anlagen</b>	<b>74</b>
6.1. Überblick über den Status und Risiken der Laufzeitverlängerung russischer WWR Reaktoren . . . . .	75
6.1.1. WWR - 1000 . . . . .	75
6.1.2. WWR - 440, altes Design (V-179 und V-230) . . . . .	75
6.1.3. WWR - 440, V-213 . . . . .	76
6.1.4. Leistungserhöhung . . . . .	76
6.1.5. Periodische Sicherheitsüberprüfung und Genehmigung für den langfristigen Betrieb . . . . .	76
6.1.6. Spezifische Nachrüstmaßnahmen für anlageninternen Notfallschutz und Langzeitbetrieb . . . . .	77
6.2. Länderspezifische Untersuchung zu WWR Reaktoren . . . . .	78
6.2.1. Finnland . . . . .	78
6.2.2. Tschechische Republik . . . . .	79
6.2.3. Ungarn . . . . .	80
6.2.4. Slowakische Republik . . . . .	80
6.2.5. Ukraine . . . . .	81
6.2.6. Russland . . . . .	82
6.2.7. Bulgarien . . . . .	83
6.3. Zusammenfassung zentraler Probleme bei der Laufzeitverlängerung . . . . .	83
6.4. Exemplarische Diskussion ausgewählter Kernkraftwerke . . . . .	83
6.4.1. Kozlodui, Bulgarien . . . . .	83
6.4.2. Bohunice, Slowakei . . . . .	86
6.4.3. Mochovce, Slowakei . . . . .	93
6.4.4. Dukovany, Tschechien . . . . .	97
6.4.5. Temelin, Tschechien . . . . .	102
<b>7. Exemplarische Diskussion ausgewählter Kernkraftwerke westlicher Bauart</b>	<b>107</b>
7.1. Doel, Belgien . . . . .	108
7.1.1. Reaktordruckbehälter – Versprödung . . . . .	108
7.1.2. Abweichung vom Sicherheitsniveau / Sicherheitsrelevante Befunde . . . . .	110
7.2. Tihange, Belgien . . . . .	110

7.2.1.	Auslegung der Sicherheitssysteme	III
7.2.2.	Auslegung gegen Erdbeben	III
7.2.3.	Auslegung gegen Überflutung	II2
7.2.4.	Auslegung gegen Flugzeugabsturz	II2
7.2.5.	Sicherheitsebene 4	II2
7.2.6.	Versprödung des Reaktordruckbehälters	II3
7.2.7.	Abweichung vom Sicherheitsniveau / Sicherheitsrelevante Befunde	II4
7.3.	Geplante Laufzeitverlängerungen für die 900MWe Reaktoren in Frankreich	II5
7.3.1.	Allgemeine Anmerkungen	II5
7.4.	Bugey, Frankreich	122
7.4.1.	Auslegung der Sicherheitssysteme	122
7.4.2.	Auslegung des Fundaments	123
7.4.3.	Auslegung des Abklingbeckens	124
7.4.4.	Auslegung der Notstromversorgung	124
7.4.5.	Zustand des Reaktorgebäudes	125
7.5.	Cattenom, Frankreich	125
7.5.1.	Erdbeben	125
7.5.2.	Flugzeugabsturz	128
7.5.3.	Redundanzgrad	130
7.6.	Nuclear Reactor Planned Life-span Extension (PLEX): Beispiele für britische und französische Kernkraftwerke, Hunterston B und Tricastin	131
7.6.1.	Einführung	132
7.6.2.	UK Hunterston B	132
7.6.3.	Kernkraftwerk Tricastin	135
7.6.4.	Schlussfolgerungen aus den Beispielen (UK/FR)	140
7.7.	Beznau, Schweiz	140
7.7.1.	Ursprüngliches Sicherheitskonzept	141
7.7.2.	Durchgeführte Nachrüstungen	141
7.7.3.	Auslegung gegen Naturgefahren	142
7.7.4.	Wesentliche Sicherheitsdefizite	143
7.7.5.	Versprödung	145
7.8.	Mühleberg, Schweiz	146
7.8.1.	Ursprüngliches Sicherheitskonzept	147
7.8.2.	Auslegung gegen Erdbeben	148
7.8.3.	Auslegung gegen Überflutung	149
7.8.4.	Auslegung gegen Flugzeugabsturz	149
7.8.5.	Sicherheitsebene 4	150
7.8.6.	Abweichungen vom heutigen Stand von Wissenschaft und Technik	150
7.8.7.	Durchgeführte Nachrüstungen	152
7.8.8.	Geplante Nachrüstungen	153
7.8.9.	Stilllegung	153
7.9.	Krsko, Slowenien	154
7.9.1.	Ursprüngliches Sicherheitskonzepts	154
7.9.2.	Bereits erfolgte Nachrüstungen	155
7.9.3.	Reaktordruckbehälter - Versprödung	155
7.9.4.	Dampfzeuger	156
7.9.5.	Geplante Nachrüstungen	156
7.9.6.	Erdbebengefährdung	156

7.9.7. Extreme Wetterlagen und Klimawandel . . . . .	157
7.9.8. Einschluss einer allfälligen Kernschmelze im Containment des Reaktors . . . . .	157
7.9.9. Lagerungssituation in Slowenien für abgebrannte Brennelemente . . . . .	158
7.9.10. Abweichungen des Sicherheitsniveaus . . . . .	158
<b>8. Transparenz und Beteiligung</b>	<b>158</b>
8.1. Die Bedeutung von Transparenz und Beteiligung im Nuklearbereich . . . . .	159
8.2. Formale Grundlagen für Transparenz und Beteiligung mit Fokus auf Laufzeitverlängerungen	160
8.2.1. Nationale Regelungen . . . . .	160
8.2.2. Umweltverträglichkeitsprüfung und Strategische Umweltprüfung . . . . .	160
8.2.3. Europäische Richtlinie zur Nuklearen Sicherheit 2014 . . . . .	162
8.2.4. Transparenz und Beteiligung im Rahmen der European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG) . . . . .	163
8.3. Tatsächlicher Umgang mit Transparenz und Beteiligung bei Laufzeitverlängerungen und Langzeitbetrieb von KKW . . . . .	164
8.3.1. Laufzeitverlängerung KKW Rivne-1,2 (Ukraine) . . . . .	164
8.3.2. Guidance der ESPOO-Konvention zur Laufzeitverlängerung . . . . .	165
8.3.3. Laufzeitverlängerung KKW Doel 1&2, Belgien . . . . .	168
8.3.4. Laufzeitverlängerung KKW Borssele, Niederlande . . . . .	169
8.3.5. Laufzeitverlängerungen KKW Dukovany-1 bis 4, Tschechien . . . . .	169
8.3.6. ENSREG Topical Peer Review . . . . .	170
8.3.7. Frankreich . . . . .	171
8.4. Ergebnisse und Anforderungen an Transparenz und Beteiligung . . . . .	171
8.5. Anforderungen an einen Risikobericht . . . . .	173
<b>9. Zusammenfassung</b>	<b>173</b>
9.1. Alternde Anlagen in Europa . . . . .	174
9.2. Alterung von Kernkraftwerken . . . . .	175
9.2.1. Physikalische Alterung . . . . .	175
9.2.2. Nachrüstungsmaßnahmen und ihre Grenzen . . . . .	175
9.3. Reichweite der alten Errichtungs- und Betriebsgenehmigungen . . . . .	177
9.4. Transparenz und Beteiligung . . . . .	177
<b>10. Schlussfolgerungen</b>	<b>177</b>
<b>Glossar</b>	<b>183</b>
<b>AutorInnenbiografien</b>	<b>185</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>193</b>

## 1. Einleitung

Die International Risk Assessment Group (INRAG) ist eine internationale Vereinigung unabhängiger ExpertInnen im Bereich Kerntechnik, den Anwendungen der Kerntechnik und ihrer Folgen für Gesellschaft und Umwelt. Gegründet wurde die Gruppe als Reaktion auf den 3. Jahrestag von Fukushima. Zielsetzungen der INRAG sind insbesondere Bevölkerung und zuständige EntscheidungsträgerInnen, insbesondere Parlamente, über die Risiken der Kerntechnik zu informieren. Dies geschieht zum Beispiel über Stellungnahmen und Positionsdarlegungen zu aktuellen und zukünftigen Fragen der Sicherheit von Kernkraftwerken, die immer auf wissenschaftlichen Analysen basieren. Als Netzwerk fördert die INRAG die wissenschaftliche Forschung über nukleare Risiken dieser Anlagen und stellt eine umfassende Wissensbasis über nukleare Risiken zur Verfügung.

Die Zunahme des Sicherheitsrisikos durch Laufzeitverlängerungen von Atomreaktoren ist auch Thema der von Oberösterreich initiierten Allianz der Regionen für einen europaweiten Atomausstieg. Aus diesem Grund hat die Allianz der Regionen beschlossen, eine Fachstudie erstellen zu lassen. Das Amt der Oberösterreichischen Landesregierung beauftragte die INRAG, in einer Studie eine Bestandsaufnahme und Bewertung von Problemen im Zusammenhang mit der Laufzeitverlängerung alternder Kernreaktoren in Europa vorzunehmen.

Ein Blick auf die Altersstruktur der existierenden Kernkraftwerke zeigt die Bedeutung, die die Frage nach den Risiken langer Laufzeiten derselben weltweit und speziell für Europa hat: Zum Ende des Jahres 2017 waren weltweit 405 Kernkraftwerksblöcke in Betrieb. Die Zahl neu in Betrieb genommener Kernkraftwerke stagniert seit vielen Jahren auf niedrigem Niveau. Das Durchschnittsalter lag Mitte 2017 bei 29,3 Jahren und nimmt weiter zu. Über 60 Kernkraftwerke waren bereits älter als 40 Jahre. Einige der weltweit ältesten Anlagen stehen in Europa.

Die Kernkraftwerke waren im Allgemeinen für eine Betriebsdauer (Laufzeit) von 30 bis 40 Jahren konzipiert. Die Laufzeit vieler Anlagen nähert sich dieser Grenze oder hat diese bereits überschritten. Der Begriff „Laufzeitverlängerung“ meint den Betrieb über Zeiträume, die über den ursprünglichen Genehmigungshorizont von 30 bis 40 Jahren hinausgehen. Dort, wo der Bericht von Laufzeitverlängerung spricht, sind deshalb auch Anlagen gemeint, deren Betrieb bereits als „Long Term Operation“, LTO-Betrieb (Langzeitbetrieb) bezeichnet wird. Der Bericht konzentriert sich auf technische Aspekte eines Betriebes von KKW über ihre ursprüngliche Laufzeit hinaus und nicht auf Erwägungen zu der aufsichtsrechtlichen Verlängerung oder Entfristung von zeitlich limitierter Betriebsgenehmigungen.

Die Erfahrung zeigt, dass in allen technischen Systemen Qualität und Zuverlässigkeit der Bauteile mit zunehmender Betriebsdauer durch Alterung abnehmen. So auch in Kernkraftwerken. Hinzu kommen bei der Konzipierung derselben unbekannten oder falsch eingeschätzten Risiken, denen später nur schwer Rechnung getragen werden kann – etwa eine unterschätzte Gefährdung durch Naturgefahren. Gleichzeitig entwickelt sich der Stand von Wissenschaft und Technik kontinuierlich weiter, was sich in verbesserten Anlagenkonzepten und dementsprechend höheren Anforderungen in nationalen und internationalen Standards und Regelwerken abbildet. Die Möglichkeiten technischer Nachrüstungen sind im Allgemeinen jedoch begrenzt.

In den vergangenen vierzig Jahren haben katastrophale Reaktorunfälle stattgefunden, so wie eine Vielzahl von Unfällen, die zu schweren Schäden im Reaktorkern geführt haben. Jeder dieser Unfälle hat aufgezeigt, dass die Risiken der Anlagen bei der Auslegung nicht richtig eingeschätzt worden sind. Dies hat in der Folge zu einer Erweiterung des Standes von Wissenschaft und Technik geführt, sowie zu einer Ausweitung der Anforderungen an die Anlagen. Ein 40 Jahre altes Kernkraftwerk ist darüber hinaus durch die Änderungen in der

Anlage selbst, durch die Alterungsprozesse in ihrem Zusammenwirken in seiner Gesamtheit an anderes geworden als das ursprünglich genehmigte. Der Anlagenzustand liegt außerhalb des Genehmigungshorizontes seiner (veralteten) Ursprungsgenehmigung. Mehr als 30 bis 40 Jahre konnten die Genehmigungsprüfungen der alten Genehmigungen nicht umfassen. Eine Genehmigung zum Betrieb eines Kernkraftwerks von 1979 kann den heutigen Anforderungen an die Sicherheit nicht gerecht werden. Es müsste daher eigentlich nach 40 Jahren zur Stilllegung kommen. Ausnahmen für eine neue Genehmigung zur Laufzeitverlängerung sollten auf Basis eines Risikoberichts zum Betrieb nach dem gegenwärtigen Stand von Wissenschaft und Technik als auch unter öffentlicher Teilnahme von unabhängigen Fachleuten erarbeitet werden.



## 2. Alternde Kernreaktoren in Europa

In diesem Kapitel wird zunächst die bisherige Betriebszeit der Kernkraftwerke in Europa und weltweit dargestellt. Im Weiteren werden die Planungen europäischer Staaten für die zukünftige Entwicklung der Kernkraft zusammengefasst.

### 2.1. Altersprofil der Kernreaktoren innerhalb Europas

Die Reaktoren in Europa sind alt: Von den 141 Reaktoren in Europa ging nur ein Reaktor im letzten Jahrzehnt in Betrieb, mehr als 80 Prozent der Reaktoren laufen seit mehr als 30 Jahren. Bisher gibt es in Europa wenig Erfahrung mit dem Langzeitbetrieb von Reaktoren: Die meisten Reaktoren wurden nach einer Betriebsdauer zwischen 25 und 35 Jahren endgültig abgeschaltet<sup>1</sup>. Die folgende Grafik verdeutlicht die Altersverteilung (Abbildung 1).

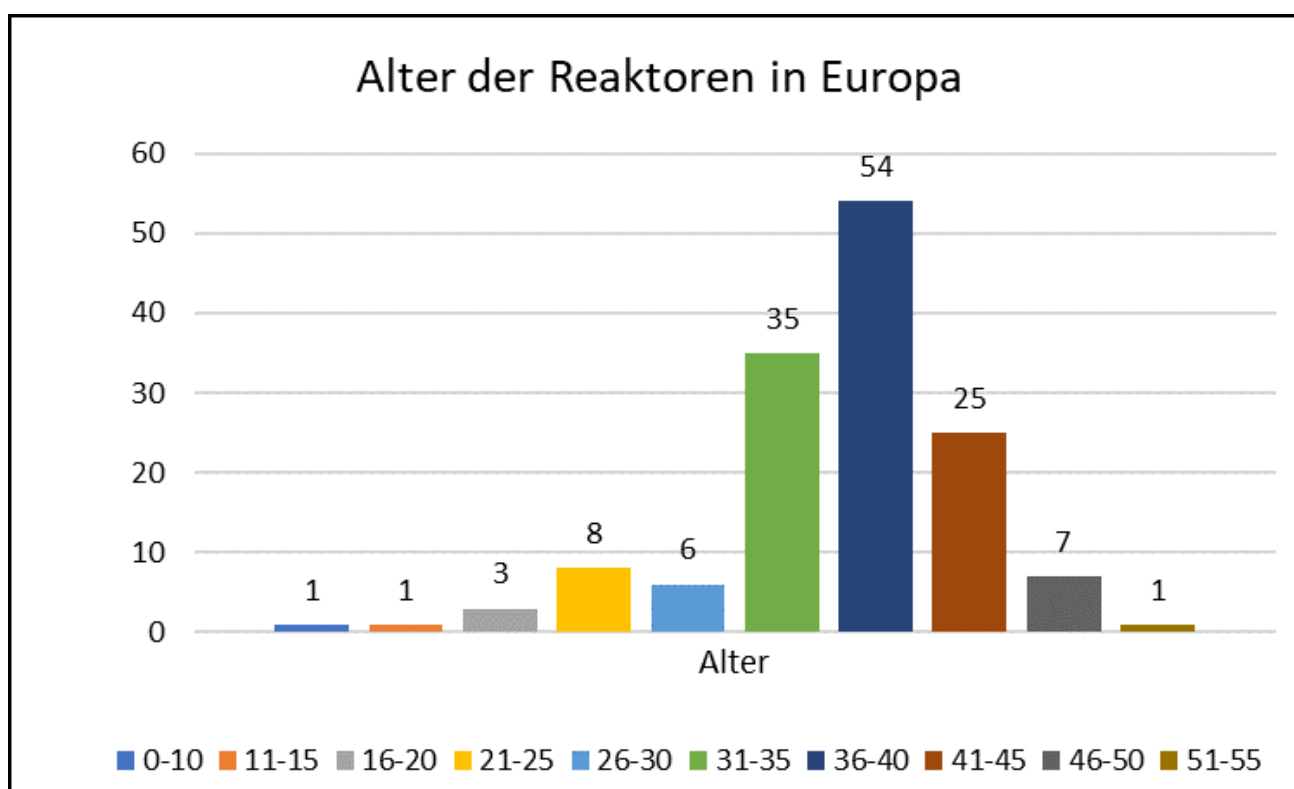


Abbildung 1: Alter der Reaktoren in Europa (IAEA PRIS 2021)

Tabelle 1 listet das Alter der Reaktoren für die einzelnen Länder in Europa auf.

<sup>1</sup>Etwa die Hälfte, der in Europa bereits stillgelegten Reaktoren, entfällt auf Reaktoren in Deutschland, von denen viele aufgrund der Entscheidung zum Atomausstieg in Deutschland endgültig abgeschaltet wurden. Auch die Reaktoren in Italien wurden aufgrund eines Ausstiegsbeschlusses stillgelegt. In Bulgarien, der Slowakei und Litauen wurden Reaktoren (WWER-440/230 und RBMK) stillgelegt, weil diese nicht die erforderlichen Sicherheitsstandards erfüllten. Die Entscheidungen zur Stilllegung der anderen Anlagen wurden größtenteils aus techno-ökonomischen Gesichtspunkten getroffen, d.h. die Kosten für Maßnahmen, die für den Betrieb der Anlagen (Wartung, Reparatur und Modernisierung) erforderlichen waren, waren zu hoch.

Tabelle 1: Alter der Reaktoren in Europa (nach IAEA PRIS 2021).

Betriebsjahre	0-10	11-15	16-20	21-25	26-30	31-35	36-40	41-45	46-50	51-55	Gesamt
BELARUS	1										1
BELGIEN							4		3		7
BULGARIEN					1	1					2
DEUTSCHLAND						4	2				6
FINLAND								4			4
FRANKREICH				4	3	14	21	14			56
GROSSBRITANNIEN					1	4	6	2	2		15
NIEDERLANDE									1		1
RUMÄNIEN		1		1							2
SCHWEDEN							3	3			6
SCHWEIZ							1	1	1	1	4
SLOVENIEN							1				1
SLOWAKAI				2			2				4
SPANIEN						2	5				7
TSCHECHIEN			1	1		2	2				6
UKRAINE			2		1	6	5	1			15
UNGARN						2	2				4
ANZAHL	1	1	3	8	6	35	54	25	7	1	141

## 2.2. Laufzeitverlängerung der Reaktoren in Europa

In Hinblick auf die Laufzeitverlängerung können die Reaktoren in Europa grob in drei Kategorien unterteilt werden (siehe hierzu ausführlicher Kapitel 4.1):

- Länder, in denen die Regierung entschieden hat, wie lange die Reaktoren noch in Betrieb bleiben,
- Länder, in denen die Anlagenbetreiber die Reaktoren wahrscheinlich so lange wie möglich in Betrieb halten werden,
- Länder, in denen die Aufsichtsbehörden bereits eine Verlängerung der Lebensdauer von mehr als 40 Jahren genehmigt haben. <sup>2</sup>

### 2.2.1. Länder mit befristeter Betriebsdauer für die Kernreaktoren

Deutschland hat 2011 den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen und festgelegt, alle noch in Betrieb befindlichen Reaktoren bis 2022 endgültig abzuschalten. Die erst im Jahr 2010 verabschiedeten Laufzeitverlängerungen wurden zurückgenommen. Auch die Länder Belgien, Niederlande, die Schweiz und Spanien

<sup>2</sup>Die Informationen in diesem Kapitel sind – wenn keine andere Quelle angegeben ist – den Länderprofilen der World Nuclear Association (siehe [www.wna.org](http://www.wna.org)) entnommen und dem World Nuclear Industry Status Report 2020 (WNISR 2020).

werden häufig als „Ausstiegsländer“ betrachtet, obwohl dort viele der ältesten Reaktoren in Europa betrieben werden. Belgien will seine Reaktoren bis 2025 endgültig abschalten, die drei ältesten Reaktoren (Doel 1 und 2, Tihange 1) werden zu diesem Zeitpunkt 50 Jahre in Betrieb sein. Die Niederlande beabsichtigen ihren einzigen Reaktor (Borssele) 60 Jahre (bis 2033) zu betreiben. Spanien verhängte 1984 ein Moratorium für neue Kernkraftwerke. Die Regierung beabsichtigt aktuell die Schließung der sieben Reaktoren nach mehr als 40 Betriebsjahren bis 2035. Die Schweiz geht davon aus, dass die fünf Reaktoren etwa 50 Jahre betrieben werden, endgültige Abschaltung der Reaktoren ist bis 2034 geplant. Als erstes wurde Mühleberg Ende 2019 nach rund 48 Betriebsjahren endgültig abgeschaltet.

### **2.2.2. Länder mit unbefristeten Betriebsgenehmigungen für die Reaktoren**

Zu den Ländern mit unbefristeter Betriebsdauer gehören Finnland, Frankreich, Großbritannien und Schweden. Die Regierungen dieser Länder haben bisher keine Entscheidung zur Laufzeitverlängerung getroffen. Eine Genehmigung der Aufsichtsbehörden ist jedoch erforderlich. In Finnland beabsichtigen die Betreiber die beiden Reaktoren in Loviisa 50 Jahre (bis 2027/30) und die beiden Reaktoren in Olkiluoto 60 Jahre (bis 2038) zu betreiben. Als Ergebnis eines Referendums in 1980 galt Schweden als Ausstiegsland. In 2010 wurde diese Entscheidung zurückgenommen, im Zeitraum 1980-2010 wurden nur zwei Reaktoren endgültig abgeschaltet. Die verbleibenden sechs Reaktoren sollen erst nach 60 Jahren (2040-45) endgültig den Betrieb einstellen. Frankreich verfügt mit 56 Reaktoren bei weitem über die größte Reaktorflotte in Europa. Ihr Eigentümer, EDF und die Aufsichtsbehörde ASN, befinden sich am Ende eines Verfahrens in dem festgelegt wurde, welche Maßnahmen erforderlich sind, um die ältesten Reaktoren die Betriebszeit von 40 Jahren auf weitere 20 Jahre zu verlängern. Von den 15 in Großbritannien betriebenen Reaktoren haben 14 ein spezielles Design (AGR – Advanced Gas Cooled Reactor), das sich von den Reaktoren weltweit unterscheidet.<sup>3</sup> Die vier ältesten Reaktoren sollen nach mehr als 45 Betriebsjahren im Jahr 2023 und die zehn neueren Reaktoren nach 40 Jahren zwischen 2024 und 2030 endgültig abgeschaltet werden. Für den einzigen Druckwasserreaktor (Sizewell B) ist eine 60-jährige Betriebszeit geplant, die dann im Jahr 2055 enden würde.

### **2.2.3. Laufzeitverlängerung in Osteuropa**

Die Aufsichtsbehörden in Bulgarien, der Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn haben bereits für viele Reaktoren eine Betriebszeit von mehr als 40 Jahren genehmigt. Bulgarien erwartet für seine beiden Reaktoren (Kozloduy 5/6) eine Lebensdauer von 60 Jahren (bis zum Jahr 2047 bzw. 2051). Die Slowakei will ihre beiden ältesten Reaktoren (Bohunice V2-1 und V2-2) bis 2045 betreiben, was einer Lebensdauer von 60 Jahren entspräche. Slowenien hat beschlossen, die Lebensdauer seines einzigen Reaktors bis 2043 (60 Jahre) zu verlängern. Die Lebensdauer der vier Reaktoren in Ungarn (Paks 1-4) wurde auf 50 Jahre verlängert. Die endgültige Abschaltung wäre dann zwischen 2032 und 2037. Tschechien hat den Betrieb seiner vier ältesten Reaktoren (Dukovany 1-4), die eine unbefristete Betriebsgenehmigung haben, bis 2045 geplant, was ihnen eine Lebensdauer von 60 Jahren ermöglicht. Die beiden neueren Blöcke in Temelín sollen voraussichtlich auch 60 Jahren (bis 2060 bzw. 2062) betrieben werden. Die Ukraine beabsichtigt eine 20-jährige Laufzeitverlängerung seiner ältesten Reaktoren. Insgesamt erhielten bereits 12 der 15 Reaktoren eine Betriebsdauerverlängerung.

<sup>3</sup> Auch die Faktoren, die ihre Lebensdauer bestimmen, unterscheiden sich stark von anderen Reaktoren.

## 2.3. Perspektiven für neue Reaktoren in Europa

In Europa gibt es nur wenige Projekte zum Neubau von Reaktoren (siehe Tabelle 2). Der Start von Projekten ist in den letzten beiden Jahrzehnten aufgrund deutlich höherer Sicherheitsanforderungen, steigender Baukosten, Problemen bei der Beschaffung von Finanzmitteln und Schwierigkeiten mit neuem Reaktordesign immer problematischer geworden. Die wenigen Projekte, die weltweit mit modernen Reaktortypen durchgeführt werden, stießen auf enorme Kostensteigerungen und Verzögerungen.

Die Kosten- und Finanzierungsprobleme zeigen sich deutlich bei den Schwierigkeiten in Großbritannien, wo die Regierung 2006 beschlossen hat, ein Neubauprogramm aufzulegen. Diesbezüglich hieß es 2006: “It will be for the private sector to initiate, fund, construct and operate new nuclear plants” (DTI 2006). Im Jahr 2008 wurden die Baukosten eines Reaktors von der Größe eines EPR (European Pressurized Reactors) auf über £ 2 Mrd. britische Pfund geschätzt. (DTI 2008). Bis Januar 2019 waren die erwarteten Kosten für einen EPR um das Fünffache auf 10 Mrd. Pfund gestiegen. Drei der fünf Neubauprojekte scheinen gescheitert zu sein. Im Jahr 2012 rechnete die Regierung damit, dass fünf Kernkraftwerke mit insgesamt 11 Reaktoren (16 GW) bis 2030 in Betrieb sind. Nur ein fester Auftrag wurde bisher erteilt, und es ist wahrscheinlich, dass von dem 16-GW-Projekt bis 2030 – wenn überhaupt – nur Hinkley Point C in Betrieb sein wird.

### 2.3.1. Reaktoren im Bau

Im März 2021 befanden sich in Europa insgesamt sieben Reaktoren im Bau. Vier Reaktoren verwenden das französische EPR-Design. Anfang 2021 liegen die Anlagen in Finnland (Olkiluoto) und Frankreich (Flamanville) um 13 Jahre bzw. 11 Jahre hinter dem ursprünglichen Zeitplan zurück und dreimal über den erwarteten Kosten, der Bau der beiden Reaktoren in Großbritannien (Hinkley Point C) hat erst im Dezember 2018 bzw. Dezember 2019 begonnen. Ein Reaktor mit russischem Design (AES-2016) wird seit 2014 in Weißrussland (Ostrovets) gebaut. Zwei Reaktoren befinden sich in der Slowakei in Bau (Mochovce 3 und 4). Der Bau dieser Reaktoren des Typs WWER 440 begann bereits 1987, die Inbetriebnahme ist nach mehreren Unterbrechungen bei der Errichtung nun für 2021 bzw. 2023 vorgesehen.<sup>4</sup>

### 2.3.2. Bestellte Reaktoren

In Europa gibt es drei weitere Reaktoren, die bereits fest bestellt sind, deren Baubeginn sich aber erheblich (um mindestens fünf Jahre) verzögert: einen russischen Reaktor (AES-2006) im finnischen Hanhikivi, der Bau wird voraussichtlich 2022 beginnen und zwei russische Reaktoren (AES-2006) in Paks (Ungarn) mit erwartetem Baubeginn im Jahr 2023. Der Baubeginn dieser Projekte befindet sich bereits 5-10 Jahre hinter dem ursprünglichen Plan.

### 2.3.3. Geplante Reaktoren

In Osteuropa haben Bulgarien, Polen, Rumänien, Tschechien und die Ukraine wiederholt Versuche unternommen, den Bau von neuen Reaktoren zu beauftragen. Diese blieben jedoch wegen hoher Kosten und finanzieller Schwierigkeiten erfolglos. Die Entschlossenheit dieser Regierungen, neue Reaktoren zu bauen,

<sup>4</sup>Am Standort Mochovce begann der Bau von vier Reaktoren (russischer Typ WWER 440) zwischen 1983 und 1987. Der Weiterbau verzögerte sich nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion lange, die ersten beiden Reaktoren wurden 1998 und 2000 in Betrieb genommen. Die Fertigstellung der Blöcke Mochovce 3 und 4 begann 2008.

Tabelle 2: Neue Reaktoren in Europa (in Bau und verbindlich bestellt)

Land	Standort (Bruttoleistung MW)	Reaktortyp (Lieferant)	Voraussichtliche Inbetriebnahme
<b>In Bau</b>			
Belarus	Ostravets 2 (1194)	AES-2006 (Rosatom)	2021
Finnland	Olkiluoto (1720)	EPR (Framatome)	2022
Frankreich	Flamanville (1750)	EPR (Framatome)	2024
Großbritannien	Hinkley Point C1 (1720)	EPR (Framatome)	2026
Großbritannien	Hinkley Point C2 (1720)	EPR (Framatome)	2027
Slowakei	Mochovce (471)	WWER-440/213 (Rosatom)	2021
Slowakei	Mochovce (471)	WWER-440/213 (Rosatom)	2023
<b>Bestellt</b>			
Finnland	Hanhikivi (1250)	AES-2006 (Rosatom)	2028 (Baubegin 2021)
Ungarn	Paks (1200)	AES-2006 (Rosatom)	2026 (Baubegin 2021)
Ungarn	Paks (1200)	AES-2006 (Rosatom)	2027

scheint dennoch nicht abzunehmen. Angesichts der steigenden Kosten und fehlender Anzeichen einer wachsenden Bereitschaft der Geldgeber, das benötigte Kapital zur Verfügung zu stellen, scheint die Erfolgswahrscheinlichkeit für eine Auftragsvergabe jedoch gering zu sein.

## 2.4. Altersprofil der Reaktoren außerhalb Europas

Außerhalb Europas konzentriert sich der Bestand an Reaktoren auf sieben Länder: China, Japan, Kanada, Indien, Süd-Korea, Russland und USA, dort sind mehr als 90 Prozent der nuklearen Kapazität. In China befinden sich etwa 60 % der Reaktoren (37 von 60), mit einer Betriebszeit von maximal 10 Jahren, während sich etwa 60 % der Reaktoren (47 von 76) mit einer Betriebszeit von mehr als 40 Jahren in den USA befinden. Auch außerhalb Europas ist der größte Teil der Reaktoren älter als 30 Jahre, insbesondere durch die neuen Reaktoren in China ist die Gesamtflotte im Durchschnitt allerdings etwas jünger als innerhalb Europas. In der folgenden Tabelle 3 ist die Altersverteilung der Reaktoren außerhalb Europas aufgelistet.

Tabelle 3: Alter der Reaktoren außerhalb von Europa (Stand 31.03.2021, (IAEA PRIS 2021)). Das Alter ist bezogen auf die erste Verbindung mit dem Netz

Alter in Jahren	01-05	06-10	11-15	16-20	21-25	26-30	31-35	36-40	41-45	46-50	51-55	Gesamt
Argentinien		1						1		1		3
Armenien									1			1
Brasilien					1			1				2
China	18	19	4	6		3						50
Indien	2	1	5	1	4	3	1	2	1	1	2	23
Iran			1									1
Japan			1	4	2	10	7	5	1	3		33
Kanada						2	3	8	4	2		19
Korea	1	4	1	4	5	2	3	4				24
Mexico						1	1					2
Pakistan	3		1		1					1		6
Russland	7	3	1	1	1	1	4	7	8	5		38
Südafrika								2				2
USA	1					2	20	24	15	26	6	94
VAE	1											1
Taiwan								4				4
<b>Gesamt</b>	<b>33</b>	<b>27</b>	<b>14</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>24</b>	<b>39</b>	<b>57</b>	<b>30</b>	<b>38</b>	<b>8</b>	<b>303</b>

## 3. Alterung von Kernkraftwerken

### 3.1. Einleitung

In diesem Kapitel erfolgt eine systematische Darstellung der Problematik der Alterung von Kernkraftwerken und der daraus resultierenden Risiken. Zur Einführung in die Problemstellung werden in diesem Kapitel grundlegende Sachverhalte dargestellt.

Bezüglich der negativen Situation in alten Kernkraftwerken wird zwischen Alterung (der Werkstoffe) und Veralten (technologische und konzeptionelle Alterung) unterschieden. In allen technischen Systemen nehmen Qualität und Zuverlässigkeit der Bauteile mit zunehmender Betriebszeit ab (physische Alterung). Dieses Thema und die begrenzten Möglichkeiten der Gegenmaßnahmen werden in Kapitel 3.2 erörtert.

Der Stand von Wissenschaft und Technik in Bezug auf die erforderliche Sicherheit entwickelt sich kontinuierlich weiter, was sich in höheren Anforderungen in nationalen und internationalen Regelwerken und somit verbesserten Anlagenkonzepten abbildet. Es besteht zwar der Anspruch, alte Anlagen an den aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik heranzuführen, die Möglichkeiten technischer Nachrüstungen sind jedoch begrenzt. Es verbleiben Unterschiede zwischen dem Sicherheitsniveau, das in alten Anlagen erreicht wurde, und dem Sicherheitsniveau, das nach heutigem Stand von Wissenschaft und Technik für neue Anlagen gefordert wird bzw. in diesen umgesetzt werden soll (Kapitel 3.3).

Hinzukommt, dass die Kenntnisse zu Auslegung und Betrieb der Anlagen im Allgemeinen schwinden. Die Kenntnisse über ursprüngliche Auslegung gehen verloren und die Generation der Experten, welche die Anlagen konzipiert und in Betrieb genommen haben, wechselt in den Ruhestand. Zusätzlich ist die vorhandene Dokumentation vielfach unvollständig und genügt nicht den heutigen Ansprüchen (Kapitel 3.4).

Gerade das Zusammenwirken grundlegender Alterungsphänomene führt zu einer gefährlichen Situation. Untersuchungen z. B. im Rahmen der Gutachten zur Strommengenübertragung in Deutschland zeigten, dass alterungsbedingte Schäden bei älteren Anlagen häufiger auftreten. Sowohl geringere Werkstoffqualität als auch geringere Regelwerksanforderungen sowie konzeptionell schlechteres Anlagendesign führen zu einer höheren Fehlerquote (Kapitel 3.5).

Alterung und Veralten tragen wesentlich zum Auftreten von gemeinsam verursachten Ausfällen (GVA) bei, die eine große Gefahr für die Sicherheit von Kernkraftwerken darstellen (siehe Kapitel 3.6). Exemplarisch und wegen der besonderen Bedeutung für interne übergreifende Ereignisse wird die Gefahr von Bränden für Altanlagen thematisiert (Kapitel 3.7). Wegen des Fehlens eines ausreichenden Schutzes von Altanlagen gegen anlagenübergreifende externe Einwirkungen (z. B. Erdbeben, Überflutung oder Einwirkung Dritter bei einem Terroranschlag) bergen derartige Ereignisse die Gefahr eines folgenschweren Reaktorunfalls (Kapitel 3.8).

### 3.2. Alterung von Komponenten und Grenzen der Gegenmaßnahmen

Im folgenden Abschnitt wird zunächst die physische Alterung von Komponenten erörtert, das Veralten der Anlagen wird in Kapitel 3.3 diskutiert.



### 3.2.1. Physische Alterung

Wie in jeder industriellen Anlage sinkt auch in einem Kernkraftwerk während der Betriebszeit die Qualität der eingesetzten Werkstoffe insbesondere durch Alterung. Die physische Alterung bezeichnet den Prozess, bei dem sich die physischen Eigenschaften von Strukturen, Systemen oder Komponenten (SSC) im Laufe der Zeit oder durch Gebrauch ändern (WENRA 2014).

Bestrahlung durch ionisierende Strahlen, thermische und mechanische Beanspruchungen sowie korrosive, abrasive und erosive Prozesse bewirken die Alterung der Komponenten. Die Folgen der Alterungsprozesse sind das Auftreten von Versprödung, Verfestigung, Kriechen, Waddickenschwächungen, Rissbildung und -wachstum, Ermüdung sowie Veränderungen elektrischer und anderer physikalischer Eigenschaften. Davon betroffen sind nicht nur metallische, sondern auch anorganische (Keramik, Beton, Halbleiter, Glas) und organische (Kunstharze, Polymere, Schmiermittel, Öle) Werkstoffe.

Die mit diesen Phänomenen verbundenen Schadensmechanismen sind als Einzeleffekte weitgehend bekannt – ihre tatsächliche Langzeitwirkung und vor allem ihr Zusammenwirken bei Belastungskollektiven aber oftmals nicht. Ebenso ist zu erwarten, dass bei längerer Einsatzzeit zukünftig zusätzliche, bisher unbekannte, Schadensmechanismen auftreten.

Die negativen Folgen der Alterung zeigen sich auf zwei grundsätzlich verschiedene Arten.

- Einerseits gibt es Effekte, die eine graduelle Schwächung von Werkstoffen bewirken, und in Folge zu katastrophalem Versagen von Komponenten führen können. Der wichtigste dieser Effekte ist die Versprödung des Reaktordruckbehälters (RDB), die mit der Gefahr eines Berstens des RDB verbunden ist. Die Sicherheitssysteme sind nicht in der Lage diesen Unfall zu beherrschen. Das Bersten des RDB würde zu einem nicht beherrschbaren, außerordentlich schweren Unfall mit gravierenden frühen und großen radioaktiven Freisetzungen führen.<sup>5</sup>
- Andererseits ist zu erwarten, dass die Anzahl von Störungen und Störfällen zunimmt – dies betrifft kleine Leckagen, Risse, Kurzschlüsse usw. Die Statistik des Bundesamts für Strahlenschutz (BfS) zeigt z. B. für Deutschland, dass die älteren inzwischen stillgelegten Reaktorlinien im Durchschnitt deutlich mehr Ereignisse pro Jahr aufwiesen als die jüngeren Reaktoren (BfS 2018). Der sicherheitstechnische Vergleich zweier Reaktoren verschiedenen Alters in Deutschland belegt die deutlich höhere Ereignisrate (siehe Kapitel 3.5).

Bei aktiven Bauteilen wie z. B. Pumpen und Ventilen, deren Funktion von Schaltheilungen und Fremdenergiezufuhr abhängig ist, macht sich im Laufe der Betriebszeit eine Reduzierung der Funktionstüchtigkeit im Allgemeinen deutlich bemerkbar. Ein Austausch kann oft im Rahmen regulärer Wartungsarbeiten durchgeführt werden. Allerdings wird die Beschaffung von Ersatzteilen im Laufe der Zeit infolge verschiedener Probleme auf der Lieferseite problematischer (siehe Kapitel 3.3.2).

Die Alterung passiver Komponenten, d. h. Komponenten ohne bewegliche Teile und von Schaltheilungen und Fremdenergiezufuhr unabhängig, stellt ein besonders schwerwiegendes Problem dar, da es schwierig ist, Alterungserscheinungen während der Nutzung festzustellen. Mit wenigen Ausnahmen (z. B. großflächige Korrosionserscheinungen oder Durchrostung) vollziehen sich die Alterungsprozesse von Metallen auf der Ebene der mikroskopischen Gitterstruktur, und sind z. B. nicht direkt von außen sichtbar.

Das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) der Schweiz erklärt 2014 bezüglich negativer Alterungsprozesse: „Der Auswahl und Qualität der Werkstoffe sowie der Auslegung der Komponenten und

<sup>5</sup>Aufgrund der gefundenen Schwachstellen in den RDB für die KKW Beznau, Doel und Tihange besonders relevant.



Bauteile wird in der Kerntechnik sehr große Bedeutung zugemessen. Dabei wird insbesondere die erwartete alterungsbedingte Schwächung der Werkstoffe mitberücksichtigt.“ (ENSI 2014).

Diese Aussage des ENSI ist insbesondere hinsichtlich Altanlagen nur begrenzt zutreffend, denn eine Kombination von Mängeln bei der Werkstoffqualität und der Fertigung führte nachweislich zu einer Reihe von Schäden. Diese werden oft erst durch Ereignisse (Leckagen oder ähnliches) oder durch den Einsatz neuer Mess- und Prüfverfahren aufgefunden.

### 3.2.2. Fertigungsfehler und physische Alterung

Fertigungsfehler werden üblicherweise nicht zu den alterungsbedingten Fehlern gezählt. Auf den ersten Blick ist die Unterscheidung gerechtfertigt. Allerdings wirken sich einige fertigungsbedingte Mängel erst nach einer bestimmten Betriebszeit aus und wären damit auch als alterungsbedingte Fehler zu bezeichnen. Mit steigendem Wissen und verbesserten Prüfmethoden werden noch heute bei alten KKW fertigungsbedingte Fehler aufgefunden. Es ist davon auszugehen, dass sich immer noch unerkannte Fertigungsfehler in den Altanlagen befinden, wie z. B. die Befunde in den belgischen Anlagen Doel und Tihange zeigen.<sup>6</sup>

Es ist zu erwarten, dass auch nach einer Betriebszeit von 30 oder 40 Jahren noch herstellungsbedingte Mängel vorhanden sein werden. Betriebserfahrungen zeigen, dass diese nicht immer durch Prüfungen aufgefunden werden, sondern erst, wenn diese Schäden oder Pannen verursachen.

**Beispiel:** Am 2. September 2013 wurden im KKW Beznau 2 während des Revisionsstillstandes im Bereich eines Anschlussflansches zwei Risse aufgefunden. Als Ursache für den Defekt wurde die mangelhafte Ausführung einer Schweißnaht bei der Herstellung identifiziert. Zusammen mit den betriebsbedingten Belastungen führte dies zur beobachteten Rissanzeige (ENSI 2013). Dieser plausible, von KKW-Betreibern aber häufig verleugnete Zusammenhang von fertigungsbedingten Mängeln und betriebsbedingten Belastungen wird oft erst nach längerer Ursachenuntersuchung bestätigt. Dieses ist sicherheitsrelevant, weil von der Aufsichtsbehörde meist keine weitreichenden präventiven Maßnahmen (wie vorbeugender Austausch von vergleichbaren Komponenten) gefordert werden können, wenn dieser Zusammenhang nicht nachgewiesen ist.

### 3.2.3. Physische Alterung spezieller Komponenten

Im folgenden Abschnitt werden negative Auswirkungen der Alterungsprozesse spezieller Komponenten dargestellt, die im Zusammenhang der Laufzeitverlängerung besonders relevant sind (Greenpeace 2014).

#### Alterung des Reaktordruckbehälters (RDB)

Leichtwasserreaktoren (LWR) sind mit 350 Reaktoren weltweit der häufigste Reaktortyp. LWR wurden meist für einen Betrieb von 30-40 Jahren ausgelegt. Für viele Anlagen wird nun eine Verlängerung der Betriebszeit auf 60 oder sogar 80 Jahre in Betracht gezogen. Um festzustellen, ob dies möglich ist, ist eine Bewertung der Integrität des Reaktordruckbehälters (RDB) für einen beabsichtigten Betrieb weit über die ursprüngliche Betriebszeit hinaus unerlässlich.

Der Werkstoff des Reaktordruckbehälters ist permanent einer hochenergetischen, durch die Kernspaltung entstehenden Neutronenstrahlung ausgesetzt. Die Folge ist eine kontinuierliche Versprödung, d.h. der kon-

<sup>6</sup>Dort wurden im Rahmen einer Überprüfung zufällig Tausende von Fehlstellen im Reaktordruckbehälter entdeckt.

tinuierliche Verlust der Zähigkeit des Metalls der RDB-Wand während des Betriebs (siehe auch Kapitel 5.2.1). Bei Einspeisung kalten Kühlwassers in den Ringraum zwischen Kernbehälter und RDB-Wand (ungeplant bzw. unkontrolliert bei hohem Druck im RDB oder geplant im Notkühlfall) wird diese einem gewaltigen Temperaturschock ausgesetzt, der nur dann beherrscht werden kann, wenn einerseits die Zähigkeit des Materials an allen Stellen des RDB ausreicht und andererseits der Druck im RDB niedrig ist. Ansonsten kann der RDB durch die plötzliche Abkühlung bersten, da das Metall aufgrund der Alterung zu spröde geworden ist. Gravierende radioaktive Freisetzungen wären die Folge.

Die Kenntnisse über neutroneninduzierte Versprödung waren zur Zeit der Auslegung und des Baus vieler Reaktoren begrenzt, so dass zum Teil ungeeignete Materialien bzw. Werkstoffzusammensetzungen, besonders in den kernnahen Schweißnähten, verwendet wurden. Während des Betriebs ist der RDB für Inspektionen oder Interventionsmaßnahmen nicht zugänglich. Während der Revisionszeiten wird der RDB im Allgemeinen nicht vollständig (von außen und innen und im Grundmaterial der RDB Wand) sondern nur zum Teil inspiziert werden. Infolgedessen können Defekte auch für lange Zeiträume unentdeckt bleiben. Hinzukommt, dass die Prognosen über das Verhalten von gealterten Materialien unter Unfallbedingungen mit großen Unsicherheiten verbunden sind.

Der Austausch des RDB ist aus praktischen (und wirtschaftlichen) Gründen unmöglich. Ein Reaktor müsste endgültig abgeschaltet werden, wenn Alterungsmechanismen am RDB den sicheren Betrieb bedrohen.

### **Alterung der RDB-Einbauten**

Die Hauptfunktion der RDB-Einbauten ist es die Brennelemente des Reaktorkerns in einer stabilen Position zu halten. Eine Verformung der Einbauten, z. B. aufgrund einer altersbedingten Schwächung des Materials, kann die Funktion der Steuerstäbe beeinträchtigen und so ein sicheres Abschalten verhindern. Bei Schäden an RDB-Einbauten können Partikel oder Bruchstücke aus dem Innenraum des RDB in den Primärkreis transportiert werden und wichtige Komponenten wie Kühlmittelpumpen, Rohre oder Dampferzeuger beschädigen.

### **Alterung vom RDB-Deckel**

Ein besonderes Problem entsteht durch Risse in den Durchführungen des RDB-Deckels. Diese sind hoher Temperatur und hohem Druck, Laständerungen sowie dem chemisch aggressiven primären Kühlmittel und intensiver Strahlung ausgesetzt. Viele RDB-Deckel in europäischen Reaktoren sind bereits ersetzt worden. Im KKW Beznau wurden vor mehreren Jahren Risse im RDB-Deckel entdeckt, sie wurden zunächst repariert. Jedoch hat die schweizerische Aufsichtsbehörde ENSI im Jahr 2010 für die Genehmigung des Langzeitbetriebs die Ersetzung der RDB-Deckel gefordert, diese erfolgte im Jahr 2015 (ENSI 2015c).

### **Alterung der Komponenten des Primärkreises**

In Druckwasserreaktoren (DWR) können an Primärkreiskomponenten durch Alterungsmechanismen wie Spannungsrisskorrosion Risse entstehen, die zu Undichtigkeiten und somit zum Verlust von Primärkühlmittels und in der Folge zu Unfällen führen. Für Systeme und Komponenten im Primärkreis werden daher besonders hohe Qualitätsstandards gefordert. Die Prüfung von Materialeigenschaften und Fertigungsprozessen

sen muss während Fertigung und Montage erfolgen, was bei Altanlagen im Allgemeinen nicht ausreichend geschehen ist.

## Alterung von elektrischen Einrichtungen

Kabel bzw. Kabelisolierungen gehören zu den Komponenten, die durch Alterung am stärksten betroffen sind. Resultierende Kabelbrüche können Kurzschlüsse verursachen, die wiederum elektrische Ausfälle oder sogar Kabelbrände nach sich ziehen können.

Elektrische Kabel mit Polymerisolierungen (z. B. aus PVC) haben nur eine begrenzte Lebensdauer, da die Alterung des Polymers physikalische und elektrische Veränderungen der Materialeigenschaften, wie reduzierte Flexibilität, Verfestigung, Rissbildung und abnehmende dielektrischer Leistung bewirkt.<sup>7</sup>

**Beispiel:** Am 23.08.2004 kam es im KKW Brunsbüttel zu einem Kurzschluss mit Brand in einem Mittelspannungskabel (10 kV). Mit dem betroffenen Kabel werden die Hauptkühlwasserpumpen mit Strom versorgt. Die Ursachenermittlung ergab, dass eine fortgeschrittene Alterung der PVC-Kabel zu dem Kurzschluss und anschließendem Brand geführt hat. Die Alterung wurde zum Teil durch Herstellungsfehler begünstigt. Die Untersuchungen der Mittelspannungskabel im KKW Brunsbüttel ergaben aber auch, dass sicherheitsrelevante Alterungsprozesse auch bei fehlerfrei gefertigten Kabeln auftraten (RSK 2006).

## Alterung der Stahlbetonstrukturen

Es gibt eine große Anzahl von Stahlbetonstrukturen in Kernkraftwerken: von Containment über Kühltürme und Kühlwassereinlassbauwerke bis hin zu unterirdischen Strukturen. Geeignete Inspektion, Reparatur und Schutz dieser Strukturen ist erforderlich, um sicherzustellen, dass sie während der gesamten Lebensdauer der Anlage nutzbar sind.

In unbehandeltem Beton ist eine Karbonatisierung bei Witterungseinflüssen kaum zu vermeiden. Bei diesem Prozess dringt Kohlendioxid langsam in die Oberfläche ein und reagiert mit der Feuchtigkeit und dem Kalziumhydroxid im Beton. Es bildet sich Kalziumkarbonat, das zunächst den Beton härtet, aber mit der Zeit zu zerfallen beginnt. Wenn das Kohlendioxid tiefer in den Beton eindringt, erreicht es die Stahlbewehrung. Wenn der Beton um den Stahl bricht, kann der Stahl rosten. Zusätzlich kommt es durch Auslegungsfehler und Baumängel zur Schädigung der Betonstrukturen (NEI 2018a).

### 3.2.4. Gegenmaßnahmen und deren Grenzen

Die Alterung bzw. die Qualitätsminderung von Werkstoffen und damit die abnehmende Funktionsfähigkeit von Strukturen, Systemen und Komponenten (SSCs) mit zunehmender Betriebsdauer einer Anlage ist eine unbestrittene Realität mit hohem Gefährdungspotential. Zur Aufrechterhaltung der Anlagensicherheit ist

<sup>7</sup>Laut einem internationalen Standard (IEC 60216) zur Bestimmung der Alterung wird die Bruchdehnung (EAB) von gealtertem Material mit der von nicht gealterten Proben verglichen. Für elektrische Kabel in KKW wird im Allgemeinen die voraussichtliche Lebensdauer berechnet, in welcher eine Reduzierung der Bruchdehnung auf 50 % erfolgt. Dies entspricht häufig einer Änderung der Materialeigenschaften von 80 %. Strengere Standards werden in der Luft- und Raumfahrtindustrie verwendet. Dort wird für die Nutzungsdauer von Polymerisolierungen ein Zeitraum verwendet, in dem sich die ursprüngliche Eigenschaft des Materials nur um 25% verändert (NEI 2015).

es sehr wichtig, Alterungseffekte von SSC zu erkennen, und Korrekturmaßnahmen zu ergreifen, bevor es zu einem Verlust der Integrität oder Funktionsfähigkeit kommt.

Folgende Gegenmaßnahmen sind grundsätzlich möglich:

- Intensivierung von Inspektionen und Überwachung
- Austausch von Komponenten
- Abnahme von Sicherheitsmargen
- Reduzierung von Belastungen

### **Intensivierung von Inspektionen und Überwachung**

Den negativen Alterungseffekten soll durch eine Intensivierung von Inspektionen und Überwachung entgegengewirkt werden. Eine Überprüfung des Zustandes von Komponenten erfolgt durch: betriebliche Überwachungssysteme (Temperatur, etc.), wiederkehrende Prüfungen (Funktionstests, Ultraschall, Wirbelstrom etc.) sowie Betriebsbeobachtungen, Begehungen, Auswertung von Störungsmeldungen, Ursachenklärung.

Diese Maßnahmen können aber nur dann erfolgreich sein, wenn Risse und andere Schäden erkannt werden können, bevor sie zu Versagen führen. Das setzt voraus, dass Kenntnisse über die zu erwartenden Schäden vorhanden sind. Zudem müssten geeignete Prüfverfahren vorhanden sein. Auch das ist nicht immer der Fall. Außerdem sind nicht alle Komponenten vollständig prüfbar.

In vielen Fällen erlauben zerstörungsfreie Prüfungen, die Überwachungen von Rissentwicklung, Oberflächenveränderungen und Wanddickenschwächung. Veränderungen von mechanischen Eigenschaften können jedoch häufig nicht durch zerstörungsfreie Prüfungen erkannt werden. Somit ist es schwierig, eine zuverlässige, konservative Bewertung des tatsächlichen Zustands von Materialien zu bekommen. Außerdem können wegen der beschränkten Zugänglichkeit von Komponenten und/oder hoher Strahlungswerte in Altanlagen nicht alle Komponenten ausreichend geprüft werden.<sup>8</sup> Deshalb ist es oft notwendig, sich allein auf Modellrechnungen zu verlassen, um die Belastungen und ihre Auswirkungen auf die Bauteile zu bestimmen.

Den Prüfungen sind auch dadurch Grenzen gesetzt, dass sich eine Reihe von Komponenten und Systemen nach Aufnahme des Leistungsbetriebes im Anschluss an die Inbetriebsetzungsphase nicht mehr anforderungsgerecht prüfen lassen. Beispielsweise ist es nicht mehr möglich, die Funktionsweise der im Sicherheitsbehälter installierten Komponenten unter realistischen Unfallbedingungen zu prüfen. Hierzu gehörte es, die Bedingungen eines Kühlmittelverluststörfalls mit hoher Druck- Temperatur- oder Feuchtebeanspruchung herzustellen. In diesen Fällen sind die Daten zur Beurteilung der Alterung reduziert.

Die kerntechnische Industrie erhebt zwar den Anspruch, dass die Überwachung der sicherheitsrelevanten Einrichtungen ausreicht, um Ausfälle zu verhindern. Dies trifft jedoch nicht vollständig zu, da die Erfahrungen mit dem Betrieb über die Auslegungszeit hinaus begrenzt sind.

Die Aufsichtsbehörde der Schweiz, das ENSI erklärt 2014: „Die schweizerischen Kernkraftwerke betreiben umfangreiche Instandhaltungs- und Überwachungsprogramme. Damit wird sichergestellt, dass Alterungsschäden frühzeitig erkannt und behoben werden können.“ (ENSI 2014).

<sup>8</sup> Heute wird oft eine umfangreichere Prüfbarkeit gefordert, die in alten Anlagen wegen fehlender Zugänglichkeit nicht möglich ist.

Das ENSI hat in diesen Ausführungen die theoretische Zielsetzung aber nicht die Realität benannt. Durch die umfangreichen Instandhaltungs- und Überwachungsprogramme ist bisher weder sichergestellt, dass Alterungsschäden frühzeitig erkannt, noch dass diese frühzeitig behoben werden.<sup>9</sup>

Im Zusammenhang mit alterungsbedingten Ereignissen sind oft parallele Schadensfälle zu beobachten. Zunächst wird ein Schaden zufällig gefunden. Anschließend wird in derselben und anderen Anlagen nach vergleichbaren Schäden gesucht – und häufig werden diese dann auch gefunden.

## Abnahme der Sicherheitsmargen

Einige erforderliche „Maßnahmen“ des Alterungsmanagements erfolgen lediglich auf dem Papier: Konservativitäten bzw. Sicherheitsmargen in Sicherheitsanalysen werden durch Anwendung von Methoden zum „genaueren Rechnen“ abgebaut (z. B. Änderung der zulässigen Sprödbruchtemperatur des RDB im KKW Beznau). Auch die Unterschreitung der Waddickenstärke in Rohrbögen des Primärkreislaufs im KKW Beznau soll nun durch Neuberechnung der erforderlichen Auslegungsreserven (Sicherheitsmargen) „behoben“ werden.<sup>10</sup>

Die Tatsache, dass vorhandene Sicherheitsreserven sukzessive abgebaut werden, verdeutlicht an vielen Beispielen auch die Studie „Reduktion der Sicherheitsmargen von Alt-KKW. Der Fall Beznau“ (Marignac 2016). Darin wird erklärt: Um das Risiko eines Unfalls trotz Alterung möglichst gering zu halten, wird beim Bau einer Anlage eine Sicherheitsmarge eingerechnet. Diese wird besonders bei alten Anlagen, die über ihre ursprünglich vorgesehene Betriebszeit von 40 Jahren betrieben werden, rasch kleiner.

Ein Teil dieser auslegungsgemäß bedingten Margen, beispielsweise die kumulierte Ermüdung nicht austauschbarer Komponenten (Reaktordruckbehälter und Containment), kann nicht wiederhergestellt werden. Ein weiterer Teil der Margen, welcher die Alterung verschiedener Komponenten (Kabel, Leitungen, Träger, usw.) betrifft, ist zwar durch Austausch der Komponenten kompensierbar – in Wirklichkeit können aber niemals alle ersetzt werden. Aufgrund der Alterung und trotz Prüfprogrammen erhöht sich das Risiko, dass Diskrepanzen zwischen dem tatsächlichen und dem angenommenen Materialzustand von Anlagenteilen nicht aufgedeckt werden. Das Risiko nicht vorhersehbarer Ausfälle, die bei einem Unfall zur Erschwerung der Situation beitragen können, nimmt daher zu (Marignac 2016).

## Reduzierung von Belastungen

Es besteht zwar die Möglichkeit negativen Alterungsprozessen durch Reduzierung von (thermischen) Belastungen entgegen zu wirken. Tatsächlich werden Laufzeitverlängerungen von Reaktoren aber aus wirtschaftlichen Erwägungen oft zusätzlich mit einer Leistungserhöhung verknüpft.

<sup>9</sup>Eine von den Autoren durchgeführte Auswertung der meldepflichtigen Ereignisse von 2010-2014 im KKW Beznau zeigte, dass die vom Betreiber ergriffenen Gegenmaßnahmen gegen Alterung bei weitem nicht ausreichend sind. Selbst wenn Schwachstellen bekannt sind, werden diese nicht umgehend, sondern erst Jahre später behoben. Bei der Beseitigung der Defizite werden neue Fehler produziert. Zudem werden durch die Überprüfungsprogramme in Systemen/Komponenten Fehler erzeugt, die für einen gewissen Zeitraum unentdeckt in der Anlage bleiben.

<sup>10</sup>Während der Revision 2010 wurde in Block 1 aufgrund eines verfeinerten Messrasters eine Unterschreitung der geforderten Waddicken in einem Rohrbogen der Frischdampfleitung aufgefunden. Bereits vorher waren in beiden Blöcken Waddicken-schwächungen festgestellt worden.

Durch eine Erhöhung der thermischen Leistung des Reaktors wird die Dampferzeugung in den Dampferzeugern im Reaktor gesteigert, so dass die Generatoren mehr Strom erzeugt werden kann.<sup>11</sup> Diese Leistungserhöhung stellt eine Anlagenänderung dar.<sup>12</sup> Zudem ändert sich das Aktivitätsinventar des Reaktorkerns in etwa im gleichen prozentualen Verhältnis wie die Leistungserhöhung<sup>13</sup>. Eine thermische Leistungserhöhung beschleunigt durch die höheren Temperaturen und insbesondere durch die höhere Dampfmenge die Entwicklung von Unfallabläufen. Außerdem ist im Falle eines schweren Unfalls die potenzielle radioaktive Freisetzung höher. Vor allem aber werden durch die höhere Belastung von Komponenten deren Alterungsprozesse beschleunigt.

## Austausch von Komponenten und neue Fehlerquellen

Im Falle offensichtlicher Mängel ist der Austausch einer Komponente die einzige Möglichkeit, einen gefährlichen Ausfall zu verhindern. Sogar große Komponenten wie Dampferzeuger und der RDB-Deckel können ausgetauscht werden. Alle Bestandteile, die für die Sicherheit wichtig sind, können – mit Ausnahme von zwei Komponenten (Reaktordruckbehälter (RDB) und Containment) ersetzt werden.

Grundsätzlich sind folgende Instandhaltungsstrategien möglich:

- Vorbeugend (Austausch von Bauteilen vor Ablauf ihrer erwarteten Lebensdauer),
- Zustandsorientiert (Austausch bei Veränderungen von Eigenschaften, die erwarten lassen, dass die Qualität der Komponente bald nicht mehr ausreichend ist),
- Ausfallbasiert.

In den Kernkraftwerken müsste eine vorbeugende oder zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie Anwendung finden. In der Praxis ist Instandhaltung allerdings meist ausfallbasiert (Hirsch 2014).

Aufgrund von Alterungsproblemen ist der Austausch von ersetzbaren Komponenten bzw. Bauteilen in KKW notwendig. Dabei ist jedoch zu beachten, dass Komponenten und Bauteile von Systemen bzw. Baugruppen in KKW in der Regel bestimmte Spezifikationen und Anforderungen erfüllen müssen. Auch an die Montage werden hohe Anforderungen gestellt.

Der Austausch von Komponenten eröffnet somit neue Fehlerquellen: Es kann, wegen bestehender Probleme auf der Lieferseite, zum Einsatz von nicht spezifikationsgerechten Komponenten kommen. Dadurch kann u. U. nicht mehr sichergestellt werden, dass die Sicherheitsanforderungen an die entsprechenden Komponenten bzw. Bauteile noch vollständig erfüllt sind. Betriebserfahrungen zeigen, dass nach dem Ersatz von alten Komponenten (neue) Pannen wegen fehlerhafter Montage, dem Einsatz von nicht spezifikationsgerechten Komponenten, oder vergessener Teile auftraten. Es ist nicht selbstverständlich, dass alle Strukturen, Systeme und Komponenten (SSCs) nach einem Modernisierungsprogramm fehlerfrei und voll funktionsfähig sind (Becker 2014).

<sup>11</sup>Zur Steigerung der elektrischen Leistung eines Kernkraftwerks gibt es prinzipiell auch eine zweite Möglichkeit: Der Wirkungsgrad der Anlage wird bei gleichbleibender Reaktorleistung erhöht. Die Anlagenänderung erfolgt im Regelfall durch eine Optimierung der Turbine.

<sup>12</sup>Daher muss im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens nachgewiesen werden, dass die von der Leistungssteigerung betroffenen Anlagenteile den Anforderungen des Regelwerks genügen.

<sup>13</sup>Das Aktivitätsinventar eines Reaktors hängt von verschiedenen Faktoren, vor allem dem Abbrand und dem Typ des Brennstoffes ab. Wird die thermische Leistung des Reaktors erhöht, bedeutet dies, dass sich i.A. der Abbrand und Aktivitätsinventar erhöhen.



### 3.2.5. Alterungsmanagement

Alterungsmanagement erfordert eine systematische und ganzheitliche Sicht der Alterungsphänomene und der erforderlichen technischen und organisatorischen Gegenmaßnahmen, um den gefährlichen Folgen der Alterung bis zu einem gewissen Grad entgegenzuwirken. Mögliche Gegenmaßnahmen können nicht nur auf bestimmte Aspekte bezogene Einzelmaßnahmen sein.

Ein umfassendes Alterungsmanagement, welches u. a. Betriebsbeobachtungen, Begehungen, Auswertung von Störungsmeldungen, Ursachenklärung von Ereignissen, Intensivierung von (wiederkehrenden) Prüfungen umfasst, hätte das Potenzial, alterungsbedingten Fehlern zumindest bis zu einem gewissen Grade entgegen zu wirken. Aber viele Fehler finden sich in den Kernkraftwerken noch immer durch Zufall.

Aus sicherheitstechnischen Überlegungen muss der Schwerpunkt des Alterungsmanagements auf der Vorbeugung liegen. So sollten Prüfungen häufiger und in größerem Umfang durchgeführt werden. Ob und welche der sicherheitstechnisch erforderlichen Maßnahmen umgesetzt werden, hängt jedoch oft von wirtschaftlichen Faktoren und von den Forderungen der jeweiligen Atomaufsicht ab.

Mögliche Ansätze zur Verbesserung sind eine Beschleunigung der Untersuchungen nach sicherheitsrelevanten Ereignissen, eine gezielte Ausweitung der wiederkehrenden Prüfungen (Vergrößerung der Prüfumfänge, Verkürzung der Prüfintervalle), oder eine Verbesserung der Überprüfung des im Hinblick auf Qualität und Einhaltung von Spezifikationen bei Ersatzteilen. Es besteht jedoch in vielen Bereichen ein gegenteiliger Trend. Der Fachkräftemangel erschwert die Situation.

Laut den in der WENRA (Western European Nuclear Regulators Association) zusammengeschlossenen europäischen Atomaufsichtsbehörden (WENRA 2014) wird Alterungsmanagement definiert als Auslegungs-, Technik-, Betriebs- und die Wartungsmaßnahmen, die ergriffen werden, um Alterung von Strukturen, Systemen und Komponenten (SSCs) zu verhindern oder innerhalb von akzeptablen Grenzen zu halten.<sup>14</sup>

Alterungsmanagement wird in der WENRA-Sicherheitsreferenzlevel (SRL) I behandelt. Im Zusammenhang zur Alterung sind auch die SRL J (Auswertung der Ereignisse und Betriebserfahrungen) und K (Wartung, Kontrolle, Betriebskontrollen) relevant. Jedoch wurden bei der Überprüfung der WENRA SRLs von 2008 nach dem Fukushima Unfall keine oder sehr geringe Änderungen an diesen SRL vorgenommen. Zudem sind die WENRA-SRL häufig als minimal Konsens definiert. Insgesamt ist die Umsetzung dieser WENRA SRL nicht ausreichend, um gefährliche alterungsbedingte Auswirkungen zu vermeiden.<sup>15</sup>

Auf internationaler Ebene hat die Internationale Atomenergieagentur (IAEO) einen Sicherheitsleitfaden zum Alterungsmanagement erarbeitet (IAEA 2009) sowie einen aktuellen speziellen Sicherheitsleitfaden mit Empfehlungen zum Alterungsmanagement und Langzeitbetrieb herausgegeben (IAEA 2018)<sup>16</sup>. Um die Mitgliedstaaten bei der effektiven Bewältigung von negativen Alterungseffekten zu unterstützen, hat die IAEO zudem das Programm “International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL)” entwickelt<sup>17</sup> (IAEA 2015).

Die Empfehlungen der IAEO sind jedoch nicht bindend, da sie keine Behörde ist. Die Festlegung eines geeigneten Verfahrens, sowie spezifischer Vorkehrungen zur Gewährleistung des erforderlichen Sicherheitsniveaus

<sup>14</sup>WENRA RL II.1 besagt: “The operating organisation shall have an Ageing Management Programme (AMP) to identify all ageing mechanisms relevant to safety significant SSCs, determine their possible consequences, and determine necessary activities in order to maintain the operability and reliability of these SSCs.”

<sup>15</sup>Die WENRA SRL sollten aber zumindest vollständig umgesetzt werden.

<sup>16</sup>Der Sicherheitsleitfaden konzentriert sich im Wesentlichen auf das Handhaben der Alterung von SSCs im Rahmen des Alterungsmanagement.

<sup>17</sup>Ziel des Programms und des Berichtes war es, eine technische Grundlage und praktische Leitlinien für das Alterungsmanagement von SSCs bereitzustellen, die für die Sicherheit von Kernkraftwerken von Bedeutung sind.

für den verlängerten Betrieb hängen von Einzelfallentscheidungen ab. Daher ist es sehr wichtig, die Öffentlichkeit in das Entscheidungsverfahren einzubinden (siehe Kapitel 8).

### 3.2.6. LvB (LBB) und Alterungsmanagement

Als wichtiger Beitrag zum Hintanhalten von – ohne Vorwarnung spontan auftretenden – Druckbehälter- und Druckrohrleitungsexplosionen mit oft katastrophaler Auswirkung wurde das sog. „Leck vor Bruch (LvB)“-Konzept, „Leak before Break“ (LBB) Concept, entwickelt (Laufs 2013, GRS 2016, GRS 2020). Dieses beruht wiederum auf verschiedenen Konzepten der Bruchmechanik. Diese beschreiben näherungsweise das Verhalten im Werkstoff vorhandener oder neu gebildeter Risse – Stillstand oder Wachstum bis zum Bruch – unter mechanischer Belastung. Wichtige gegensätzliche Stahleigenschaften sind Duktilität und Sprödigkeit. Für das bruchmechanische Verhalten eines Stahles ist maßgeblich, wo er im Eigenschaftskontinuum zwischen duktil und spröde angesiedelt ist – die hochfesten Stähle der druckführenden Umschließung sind näher dem spröden Ende und wird als zähe (tough) bezeichnet. Zum Gegensatz zur nachteiligen versprödungsverursachten Sprödigkeit wird in diesem Kontext die vorteilhafte Bruchzähigkeit (fracture toughness), Sprödbbruch (brittle fracture) versus Zähbruch (tough fracture), duktil bleibt reserviert für ductile-brittle transition und duktil-spröden Übergang.

Von einem das Leck vor Bruch-Kriterium erfüllenden Werkstoff einer druckführenden Umschließung – z. B. Primärkreislauf aus RDB inklusive verbundenen Rohrleitungen – wird vorausgesetzt, dass ein in der Umschließungswand vorhandener oder neu entstehender Riss sich soweit annähernd stabil verhält, dass sich dieser beim Durchdringen der Wand vor katastrophalem Bruch derselben durch ein Leck bemerkbar macht – etwa durch geräuschvolles Austreten von Dampf – sodass noch Zeit für Sicherungsmaßnahmen bleiben (KTA 2014).

Das LvB (LBB) Konzept wurde im letzten Drittel des vorigen Jahrhunderts national und im Rahmen internationaler Kooperationen theoretisch und experimentell entwickelt (vgl. Abbildung 2.). Sicherheitsbeurteilungen, Nachqualifizierung und Nachrüstungen von Reaktorwerkstoffen nach LvB-Kriterien insbesondere älterer KKWe kam eine wichtige Rolle zu ETE ROADMAP (2005).

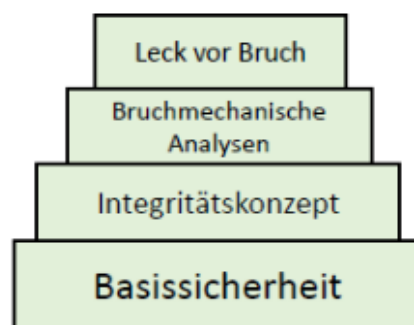


Abbildung 2: Hierarchischer Aufbau der Maßnahmen zum Bruchausschluss für Rohrleitungen nach deutschem Regelwerk (modifiziert nach GRS 2016).



### 3.2.7. ENSREG Topical Peer Report (TPR) “Ageing Management”

Zur Erhöhung der Sicherheit existierender Kernkraftwerke sollen laut Europäischer Nuclear Safety Directive (NSD) (EU Richtlinie 2014/87/EURATOM) zukünftig Topical Peer Reviews (TPR) in den europäischen KKW durchgeführt werden. Alle sechs Jahre soll ein gemeinsames Thema ausgewählt werden. Das erste Thema war das Alterungsmanagement.

**Beispiel:** In einer Pressemeldung behauptete das ENSI, es sei generell festgestellt worden, dass in den Schweizer Kernkraftwerken effektive Alterungsmanagementprogramme implementiert sind, mit denen die Verfügbarkeit der Sicherheitssysteme über die gesamte Betriebszeit sichergestellt ist. Die regulatorischen Vorgaben in der Schweiz bezüglich der Alterungsüberwachung stünden im Einklang mit den internationalen Anforderungen. (ENSI 2018a) Das ist insofern bemerkenswert, weil ENSREG bescheinigte, dass neue IAEA Anforderungen im AMP der Schweiz keine Berücksichtigung finden.

In der ersten Phase wurde jedes beteiligte Land aufgefordert, einen Länderbericht zu erstellen, in dem die implementierten Alterungsmanagementprogramme (AMP) beschrieben und bewertet werden. Im anschließenden Peer Review Prozess wurden technische Empfehlungen formuliert und veröffentlicht.<sup>18</sup> Die Peer Reviews werden von nationalen Aufsichtsbehörden und deren Sachverständigenorganisationen durchgeführt, aber ohne Beteiligung unabhängiger Experten (siehe Kapitel 8).

Ergebnis war, dass in keinem Land die bestehenden Anforderungen an die Alterungsmanagementprogramme erfüllt sind.

Der ENSREG-Bericht zum TPR (ENSREG 2018a) zeigt Defizite und Herausforderungen der Alterungsmanagementprogramme.<sup>19</sup> In ENSREG (2018b) befindet sich ein Vergleich in welchen Ländern die erforderlichen Anforderungen erfüllt werden. Dies wird in den folgenden Abschnitten ebenfalls dargestellt. Anmerkung: In einigen Ländern wird der ENSREG Abschlussbericht zum TPR Alterungsmanagement genutzt, um – selbst bei den vom internationalen Expertenteam erkannten Defiziten – zu erklären, dass Alterung in den alten Reaktoren kein Problem für den Langzeitbetrieb darstellt.

### Alterungsmanagementprogramme (AMP) insgesamt

Die Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden der teilnehmenden Länder haben spezifische Anforderungen für das AMP festgelegt und diese in der nationalen Gesetzgebung oder in Leitlinien, in Übereinstimmung mit den IAEA-Sicherheitsstandards und WENRA SRLs umgesetzt. Jedoch sind wegen der verschiedenen Bauweisen der KKW sowie der Unterschiede im Regelwerk die AMP in den einzelnen Ländern unterschiedlich (ENSREG 2018a).

Anforderungen an das AMP insgesamt und Status in den Ländern (ENSREG 2018b):

<sup>18</sup>In der noch ausstehenden dritten Phase wird die ENSREG einen Umsetzungsplan für die identifizierten Verbesserungspotenziale erstellen, der dann Grundlage für die länderspezifischen Aktionspläne sein soll. Nach der Erstellung des Umsetzungsplanes wird jedes Land einen Aktionsplan entwickeln. Erst im Jahr 2023 wird die ENSREG über den Stand der Umsetzung der in den Aktionsplänen festgelegten Maßnahmen berichten.

<sup>19</sup>ENSREG formuliert neben “Good Practices”, “Good Performances” auch Punkte mit Verbesserungspotenzial (“Area for Improvement”), wenn das erwartete Anforderungsniveau (“Expected level of performance”) nicht erfüllt wird. Untersucht wurden neben dem gesamten Alterungsmanagementprogramm (AMP), das AMP für nicht zugängliche Rohrleitungen, für den Reaktor-druckbehälter, für die Containment-Betonstrukturen und für elektrische Kabel.

- Wird der Umfang des AMP nach der Veröffentlichung von neuen IAEO-Anforderungen überprüft und ggf. aktualisiert? Dies wird laut ENSREG nicht erfüllt in: Bulgarien, Deutschland, Großbritannien, Rumänien, Slowenien, Schweiz und Ukraine.
- Werden während langer Bauzeiten oder längeren Stillstandzeiten relevante Alterungsmechanismen identifiziert und geeignete Maßnahmen ergriffen, um beginnende Alterungsprozesse oder andere Auswirkungen zu begrenzen? Nicht erfüllt wird dies laut ENSREG in: Bulgarien, Deutschland, Finnland, Großbritannien, Niederlande, Rumänien, Slowakei, Schweden, Tschechien, Ukraine, Ungarn.

## **AMP für verdeckt liegende Rohrleitungen**

Korrosion ist der Hauptschädigungsmechanismus, der zu Leckagen in verdeckt liegenden Rohrleitungen führen kann. Das erst kürzlich eingeführte AMP, das in allen Ländern auf Inspektionen basiert, hat sich laut ENSREG noch nicht als effektiv erwiesen. Zerstörungsfreie Prüfmethode zum Auffinden lokaler Korrosion in nicht zugänglichen Rohrleitungen, die für die Verwendung von großen Längen oder komplizierter Geometrie geeignet sind, wurden noch nicht eingeführt (ENSREG 2018a).

Anforderungen an AMP für verdeckte Rohrleitungen und Status in den Ländern (ENSREG 2018b):

- Ist die Prüfung von sicherheitsrelevanten Rohrleitungsdurchführungen durch Betonbauwerke Teil des AMP? Laut ENSREG wird dies nicht erfüllt in: Bulgarien, Finnland, Großbritannien, Niederlande, Polen, Rumänien, Slowenien, Ukraine, Ungarn.
- Ist der Umfang der gezielten Kontrolle von nicht zugänglichen Rohrleitungen ausreichend? Dies ist laut ENSREG nicht der Fall in: Schweiz, Ukraine.
- Wird die Gelegenheitskontrolle von nicht zugänglichen Rohrleitungen immer dann durchgeführt, wenn die Rohrleitungen für andere Zwecke zugänglich sind? Dies wird laut ENSREG nicht durchgeführt in: Bulgarien, Finnland, Frankreich, Niederlande, Schweiz und Ukraine.

## **AMP für Kabel**

Kabel spielen eine wichtige Rolle in Kernkraftwerken, da Sicherheitssysteme von der Stromversorgung abhängig sind und die Steuerung der Anlage von Signalen der Instrumentierung abhängig ist. In mehreren Ländern wurden aus unterschiedlichen Gründen in den jeweiligen KKW Kabel ausgetauscht. Sichtprüfungen sowie mechanische und elektrische Tests der Kabel im Rahmen des AMP haben nicht nur Alterungsschäden, sondern auch Auslegungs- und Installationsfehler aufgedeckt, so dass ein Ersatz erforderlich war.

ENSREG stellte eine ganze Reihe von sicherheitsrelevanten Erwartungen zum Alterungsmanagement von Kabeln auf. Aufgrund der Komplexität der Materie erfolgte aber kein Vergleich, ob diese Anforderungen in den einzelnen Ländern erfüllt werden (ENSREG 2018a).

## **AMP für Betonstrukturen des Containments**

ENSREG stellte fest, dass die Überwachung und die Bewertung des Zustands von Betonstrukturen in unterschiedlichem Ausmaß durchgeführt werden, von Sichtprüfungen, über regelmäßige Messungen und Tests bis hin zum Einsatz fortschrittlicher Technologien. ENSREG betont die Wichtigkeit von Forschungs- und

Inspektionsprogrammen, um Kenntnisse über die Materialeigenschaften von alternden Betonstrukturen zu verbessern (ENSREG 2018a).

Laut ENSREG ist es schwierig, objektive und umfassende Akzeptanzkriterien für das AMP von Betonstrukturen zu definieren. Die Entwicklung solcher Kriterien für eine Reihe der Degradierungsmechanismen würde aber die Wirksamkeit der AMP verbessern (ENSREG 2018a).

### AMP für den Reaktordruckbehälter (RDB)

Laut ENSREG unterscheiden sich Vorschriften und Methoden in den einzelnen Ländern vor allem aus praktischen Gründen, die sich aus verschiedenen Designs der RDB und den bei Konstruktion, Herstellung und Betrieb angewandten Standards ergeben. Das Review ergab auch, dass die kerntechnische Industrie auf europäischer Ebene zusammenarbeiten muss, um die zerstörungsfreien betriebsbegleitenden Prüfungen zu verbessern (ENSREG 2018a).

Anforderungen an AMP für Reaktordruckbehälter und Status in den Ländern (ENSREG 2018b):

- Werden umfassende zerstörungsfreie Prüfungen im Grundmaterial des der RDB-Wand im Bereich des Reaktorkerns durchgeführt, um Defekte zu entdecken? Nicht durchgeführt wird dieses laut ENSREG in: Bulgarien, Deutschland, Finnland, Großbritannien, Schweden, Slowenien, Ukraine und Ungarn.
- Müssen Ermüdungsanalysen an den Bauteilen die spezifische Wirkung des angrenzenden Kühlmittels berücksichtigen? Dies erfolgt laut ENSREG nicht in: Bulgarien, Ukraine.

#### 3.2.8. Betriebszeitabhängige Ausfallraten

Unvorhergesehene frühzeitige Alterungsprozesse bergen immer ein erhöhtes Risiko, da sie häufig erst entdeckt werden, wenn sich bereits Schäden oder Vorschädigungen entwickelt haben. Die Abhängigkeit der Ausfallrate mit der Betriebszeit lässt sich durch die sogenannte Badewannenkurve beschreiben (siehe Abbildung 2) (Renneberg 2010).

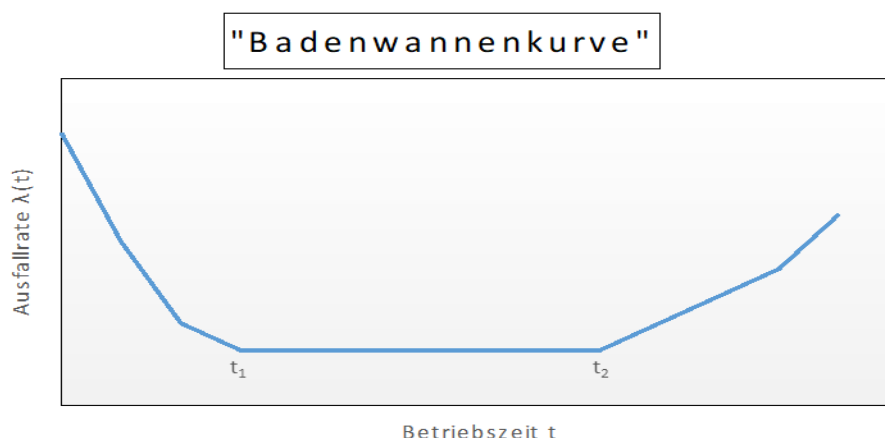


Abbildung 3: Badewannenkurve: Ausfallrate in Abhängigkeit von der Betriebszeit (eigene Darstellung, Quelle Renneberg 2010).

Nach einer Anlaufphase bleibt die Ausfallrate auf vergleichsweise niedrigem Niveau über einen weiteren Zeitraum in der Regel konstant, bis schließlich Alterungsprozesse zu Ausfällen führen. Die geringste Ausfallrate ist in dem Zeitraum, in dem die Frühausfälle abgeklungen sind und noch keine alterungsbedingten Ausfälle auftreten ( $t_1$  und  $t_2$ ).

Die flache Linie der Badewannenkurve ( $t_1$  bis  $t_2$ ) durch Nachrüstungen und Alterungsmanagement (Kapitel 3.2.5) zu verlängern und den Anstieg der Altersflanke zu verzögern, ist aus den folgenden Gründen nur begrenzt möglich.

- Die Alterung der Anlagen schreitet schneller voran als der vorsorgende Austausch von Bauteilen.
- Die deutlichen konzeptionellen Sicherheitsnachteile, insbesondere das schlechtere Anlagendesign und geringere Werkstoffqualität, führen zu einer systematisch höheren Fehlerquote.
- Nachträgliche Änderungen führen praktisch in jedem System statistisch zu Folgefehlern.

Das einfache Schaubild der Badewannenkurve ist deshalb zu ergänzen. Das Ziel der Nachrüstungen und Alterungsmanagement besteht darin, den Beginn des Anstiegs der Altersflanke ( $t_2$ ) weiter hinauszuzögern oder den Anstieg der Altersflanke abzuschwächen. Da Modernisierungsmaßnahmen jedoch ihrerseits Folgefehler verursachen, überlagert sich die gedämpfte Altersflanke mit einem neuen Beitrag von Frühausfällen (Renneberg 2010).

Die Betriebserfahrungen zeigen, dass die Ausfallraten in älteren KKW im Vergleich zu jenen in jüngeren KKW deutlich höher sind (siehe Kapitel 3.5).

### 3.2.9. Umgang mit alterungsbedingten meldepflichtigen Ereignissen

Die Sicherheit in Kernkraftwerke soll durch ein gestaffeltes Sicherheitskonzept gewährleistet werden. Das gestaffelte Sicherheitskonzept gliedert sich in der Regel in fünf Ebenen. Sollte eine Ebene versagen, kommen die nächste Ebene zum Tragen. Die Wirksamkeit jeder einzelnen Ebene ist ein wesentliches Element des gestaffelten Sicherheitskonzepts, um Unfällen vorzubeugen (EU 2014).

Auf der Sicherheitsebene 1 soll durch eine entsprechende Auslegung und Qualität der technischen Einrichtungen sowie durch eine geeignete Betriebsführung ein sicherer Normalbetrieb unter Vermeidung von Störungen gewährleistet werden.

Die Vermeidung von Ereignissen der INES Stufe 0 entspricht der Sicherheitsebene 1 des gestaffelten Sicherheitskonzepts und gilt als Basis für einen sicheren Betrieb. Dennoch wird beim Auftreten dieser Ereignisse von Betreiber und Aufsichtsbehörde meist nur auf die geringe sicherheitstechnische Bedeutung des jeweiligen Ereignisses verwiesen.

Oft ist der Umgang der KKW-Betreiber mit den alterungsbedingten meldepflichtigen Ereignissen nicht ausreichend sicherheitsorientiert. Im Sicherheitsmanagementsystem stellt der Erfahrungsrückfluss ein bedeutsames Element dar. Bestandteil des Erfahrungsrückflusses ist dabei auch, aufgetretene Ereignisse systematisch zu erfassen, auszuwerten und Maßnahmen zur Vermeidung deren erneuten Eintritts festzulegen. Bei einer ganzheitlichen Ereignisanalyse des Betreibers wird ein Ansatz zu Grunde gelegt, der die Thematik Mensch-Technik-Organisation (MTO) berücksichtigen soll (RSK 2014).

Die deutsche Reaktorsicherheitskommission (RSK) erklärte, dass ihr mehrfach Ereignisanalysen vorgestellt wurden, die weder ausreichenden Tiefgang hatten noch vollständig waren, denen eine plausible Ableitung der Analyseergebnisse aus dem Ereignisablauf fehlte und bei denen der Zusammenhang zwischen Analyse-

ergebnis und abgeleiteten korrektiven Maßnahmen (technische, organisatorische, personelle) nicht nachvollziehbar war (RSK 2014).

Dieses in Deutschland beobachtete Vorgehen zeigt sich auch in anderen Ländern. Solange aber die Ursache eines Ereignisses nicht ermittelt wurde, kann auch keine geeignete Abhilfe geschaffen werden. Wiederholtes Auftreten ist zu befürchten, wobei insbesondere Ereignisse durch gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA) eine besondere Gefahr darstellen (siehe Kapitel 3.6).

### 3.3. Veralten der Anlage und Grenzen von Nachrüstungen

Laut IAEA wird zwischen dem physischen Altern von Strukturen, Systeme und Komponenten (SSCs) und dem nicht-physischen Altern (Veralten) unterschieden. Das nicht-physische Altern von SSCs ist der Prozess ihres Veraltens infolge der Verfügbarkeit und Entwicklung von Wissen und Technologie (IAEA 2018). Die Sicherheit der KKW kann durch ein Veralten von Technologie, Konzepten und personellen Kompetenzen stark beeinträchtigt werden.

Gemäß IAEA (2018) gibt es drei Typen des Veraltens, die die Möglichkeit für einen Langzeitbetrieb einschränken:

- Konzeptionelle Alterung: Es bestehen Auslegungsschwächen der Anlagen sowie Abweichungen von aktuellen Regelwerken, Normen und Standards.
- Technologische Alterung: Ersatzteile, technischer Support, Lieferanten und Industriekapazitäten fehlen.
- Know-How und Know-Why-Verlust: Das Wissen über die Standards, Regelwerk und Technologie wird nicht auf dem aktuellen Stand gehalten.

#### 3.3.1. Veralten der Auslegung

Die konzeptionelle Alterung äußert sich vor allem durch ein veraltetes Sicherheitskonzept im Vergleich zu aktuellen Sicherheitsanforderungen und Regelwerken sowie in einer fehlenden Berücksichtigung neuer wissenschaftliche Erkenntnisse zur Beherrschung von Unfallabläufen oder externen Einwirkungen (z. B. Erdbeben und Terrorismus).

Durch die Auslegung von KKW ist sicher zu stellen, dass Stör- und Unfälle beherrscht bzw. verhindert werden. Die schweren Unfälle in der Geschichte der Kerntechnik, wie Three Mile Island, Tschernobyl und Fukushima, haben gezeigt, dass es grundlegende Sicherheitsprobleme insbesondere in alten KKW gibt, deren Auslegung in den 1960 und 1970 Jahren stattgefunden hat. Die Auslegung dieser Reaktoren ist veraltet und weist starke Mängel auf.

Das ENSI erklärt (2014):

*„Dass bestehende Kernkraftwerke nie vollständig auf dem neuesten Stand von Wissenschaft und Technik gehalten werden können, ist offensichtlich. Niemand bestreitet, dass vor 40 Jahren gebaute Kernkraftwerke in der damaligen Form heute nicht mehr bewilligt würden.“*

Häufig gelten die aktuellen regulatorischen Anforderungen vollumfänglich nur für neue Reaktoren, während für bestehende Anlagen diese Anforderungen mit Einschränkungen gelten, da sie sich aus technischen Gründen nicht umsetzen lassen.

## Theorie und Realität sicherheitstechnischer Auslegungsgrundsätze

Um die Sicherheit von Kernkraftwerken trotz Ausfallwahrscheinlichkeiten von Einzelkomponenten zu gewährleisten, existieren eine Reihe von Sicherheitsprinzipien bei der Auslegung. Für die wichtigsten Sicherheitsprinzipien werden im Folgenden die heutigen Sicherheitsprinzipien und die reale Auslegung in den Altanlagen gegenübergestellt.

**Redundanz:** Damit das Versagen eines Systems keine sicherheitstechnischen Auswirkungen hat, muss mehr als ein System für die gleiche Funktion vorhanden sein. Der Grad an Redundanz ist in Altanlagen geringer als in neueren Anlagen. Das sogenannte Einzelfehlerkonzept (Redundanzgrad  $n+1$ ) soll gewährleisten, dass bei Ausfall eines Stranges eines Sicherheitssystems durch den dazu redundanten Strang die sicherheitstechnische Funktion vollständig erfüllt wird. Die Auslegungen neuerer Reaktoren berücksichtigt die Betriebserfahrungen und hat einen höheren Redundanzgrad ( $n+2$ ).

**Räumliche Trennung:** Sicherheitssysteme gleicher Funktion müssen so weit wie möglich räumlich getrennt aufgestellt werden, damit sie nicht durch die gleiche Einwirkung zerstört werden können. Nach dem Fehler eines Systems/einer Komponente soll so der vollständige Ausfall der Sicherheitsfunktion vermieden werden. Mehrfach vorhandene Sicherheitssysteme (Redundanzen) gewährleisten nur dann eine höhere Sicherheit, wenn diese räumlich getrennt (und nicht vermascht) sind. In den Altanlagen ist dieses oftmals nicht der Fall.

**Unabhängigkeit:** Damit Fehler in einem System keine Auswirkungen auf die redundanten Systeme haben können, sollen die einzelnen redundanten Sicherheitssysteme ohne Vermaschung vollkommen unabhängig voneinander sein. Vor allem dürfen keine gemeinsamen aktiven Komponenten vorhanden sein. Das gilt auch für alle zugehörigen Hilfssysteme, wie Kühlung und Stromversorgung. Zusätzlich zur Verbesserung der Unabhängigkeit in jeder Sicherheitsebene sieht das WENRA Sicherheitsziel 4 für neue Kernkraftwerke (SO<sub>4</sub>) die Unabhängigkeit aller Sicherheitsebenen vor.<sup>20</sup> Es soll sichergestellt werden, dass sich ein Ausfall und sogar Mehrfachausfälle auf einer Sicherheitsebene nicht auf die Komponenten der nächsten Sicherheitsebene auswirken. Tatsächlich sind in den Altanlagen Sicherheitssysteme, die mehrfach vorhanden sind, vermascht, d.h. sie haben gemeinsame Komponenten, so dass der Ausfall einer Komponente weitreichende Folgen haben kann. Dies gilt für Systeme der gleichen Sicherheitsebene, aber auch für Systeme verschiedener Sicherheitsebenen des gestaffelten Sicherheitskonzepts.

**Diversität:** Um einen Ausfall der redundanten, d.h. der mehrfach vorhandenen, aber gleichartigen, Komponenten und Systemen aus gleicher Ursache zu verhindern, werden für die gleiche Sicherheitsfunktion Komponenten/Systeme, die nach verschiedenem (physikalischen) Prinzip arbeiten eingesetzt. Das Prinzip der Diversität ist bei alten Kernkraftwerken nicht oder nur zu einem geringen Umfang umgesetzt.

**Beispiel:** In einem Forschungsvorhaben des Bundesamts für Strahlenschutz wurde eine systematische Analyse des Gefährdungspotenzials durch Korrosion durchgeführt. Ausgangsbasis waren Meldungen über Vorkommnisse in deutschen KKW aus den Jahren 1994 bis 2004, deren Ursache im Auftreten von Korrosion lag. Generell weisen Altanlagen deutlich mehr korrosionsbedingte Ereignisse als Neuanlagen auf. Ursächlich für die höhere Schadensrate sind auch die fehlenden kerntechnischen Regeln, die erst nach Fertigstellung der Komponenten und Auslegung der Anlagen in Kraft traten (BfS 2007).

<sup>20</sup>Wenn die erste Ebene (sicherer Normalbetrieb) versagt, sollen auf der zweiten Ebene anomale Betriebsbedingungen beherrscht bzw. Fehlfunktionen entdeckt werden. Wenn die zweite Ebene versagt, sollen mit den Systemen der Sicherheitsebene 3 die Auslegungstörfälle mit hoher Zuverlässigkeit beherrscht werden. Wenn die dritte Ebene versagt, dann soll die vierte Ebene schwere Unfälle mit anlagenexterner Freisetzung von radioaktivem Material verhindern oder die Folgen abmildern. Die fünfte Schutzebene zielt auf die Abmilderung der radiologischen Auswirkungen durch anlagenexterne Notfallmaßnahmen ab (EU 2014).

**Beispiel:** Durch die technische Entwicklung der Fertigungstechnologie ergeben sich Unterschiede bei der Ausführung der druckführenden Umschließung beider Blöcke des deutschen KKW Neckarwestheim (GKN). Qualitative Unterschiede in der Auslegung der Rohrleitungen führen im 13 Jahre älteren GKN I zu einem höheren Spannungsniveau in der Hauptkühlmittelleitung und damit deutlich geringeren kritischen Risslängen: Da der Werkstoff nicht so zäh ist wie bei GKN II, ist die Länge eines kleinen Risses, bei dessen Erreichen es zu einem Aufreißen der Rohrleitung und damit zu einem Bruch kommt, wesentlich kleiner. Insbesondere bei Leckagen oder Rissen in Rohrleitungen ist das Risiko unbeherrschbarer Ereignisabläufe höher.

### 3.3.2. Technologische Alterung und Probleme der Wartung

Die technologische Alterung bezeichnet den Einsatz von nicht optimierten und nicht langzeitbeständigen Werkstoffen, ungünstige Verfahrenstechnik und Prozessparameter, überholte Steuerungs- und Leittechniken, unzureichende Prüfverfahren etc. Die technologische Alterung ist eine wesentliche Ursache für die alterungsbedingten Ausfälle von SSCs.

Wegen des Fehlens von Betriebserfahrungen in den früheren Jahren des Baus von Kernkraftwerken war die Wahl von Materialien und Fertigungsprozessen nicht immer optimal. Daher sind insbesondere für alte Kernkraftwerke Alterungsprozesse ein besonderes Problem.

**Beispiel:** Ventile z. B. werden in einem Kernkraftwerk in mehr als 1000 verschiedenen Formen und Größen eingesetzt. Die Anzahl und Vielfalt der Ventile bedeuten, dass ihre Wartung im Allgemeinen von spezialisierten Firmen ausgeführt wird. Jedes Ventil wird durch ein eigenes Stellglied (Auslöser) gesteuert. An KKW wurden Stellglieder mit einer Auslegungszeit von 25-30 Jahren als wartungsfreie Komponente geliefert, danach müssen sie gewartet bzw. ersetzt werden. Ein Problem bei der Instandhaltung der Stellglieder alter Anlagen besteht darin, dass es zum Zeitpunkt der Installation keine Standardisierung für ihre Montage gab. In einigen Fällen ist die Dokumentation unzureichend, ungenau oder nicht vorhanden. Das Ersetzen des Stellglieds verlangt qualifizierte und erfahrene Fachkräfte (NEI 2016). Diese sind allerdings unter den bestehenden Rahmenbedingungen (Fachkräftemangel, Rückgang der kerntechnischen Industrie etc.) nicht ausreichend gewährleistet.

Eine Laufzeitverlängerung von alternden Kernkraftwerken wirft besondere Wartungsprobleme auf. Die Dokumentationen der Systeme sind häufig unzureichend sein. Zusätzlich können durch das Alter Ersatzteile schwer zu beschaffen sein. Technologischer Fortschritt und Änderungen in der Lieferkette führen dazu, dass die Ersatzteile nicht mehr verfügbar sind – sie sind veraltet. Aufgrund des Alters hat der Originalhersteller die Produktion der Komponenten eingestellt oder er ist nicht mehr in der Branche tätig.

### 3.3.3. Grenzen der Nachrüstungen

Von den Betreibern der KKW wird oft versichert, die älteren Reaktoren würden ständig nachgerüstet und wiesen so ein hohes Sicherheitsniveau auf. Als Beweis werden die hohen Summen genannt, die in ihre Nachrüstungen investiert würden. Durch Nachrüstung kann es zu relativen Verbesserungen des Sicherheitszustandes kommen. Ob das erreichte Sicherheitsniveau jedoch ausreichend ist, ist eine andere Frage. Ein Vertreter des Betreibers des KKW Beznau in der Schweiz erklärte zutreffend, das KKW sei zwar das am stärksten nach-



gerüstete KKW der Welt, das hieße natürlich nicht, dass es damit das sicherste KKW der Welt sei (Richner 2015).

Im folgenden Abschnitt werden die Grenzen der Nachrüstungen aufgezeigt.

## Technische Grenzen der Nachrüstung

Nicht alle Auslegungsdefizite lassen sich durch Nachrüstungen beseitigen: Ein erheblicher Teil des Sicherheitsstandards wird bereits bei der Auslegung des KKW festgelegt und kann durch Nachrüstungen grundsätzlich nicht mehr verbessert werden. Viele Schwachstellen sind durch Nachrüstungen nicht oder nur begrenzt behebbar. So haben alte Reaktoren eine begrenzte Anzahl von Sicherheitssystemen. Auslegungsdefizite bestehen in alten Anlagen, da bis in die 1970er Jahre hinein Redundanz, Diversität, passive Systeme und räumlicher Trennung im Allgemeinen nicht ausreichend Bedeutung beigemessen wurde.

Nachrüstungen von zusätzlichen Sicherheitssystemen sind u. a. aufgrund der baulichen Gegebenheiten nur bis zu einem begrenzten Umfang möglich. Die Einhaltung heutiger Sicherheitsstandards würde praktisch einen kompletten Neubau eines KKW bedingen. Die nicht behebbaren Unterschiede betreffen auch den geringeren Schutz gegen externe Einwirkungen (insbesondere Erdbeben und Flugzeugabsturz) sowie die nicht ausreichende Vorsorge gegen auslegungsüberschreitende Störfälle.

## Wirtschaftliche Erwägungen verhindern technisch machbare Nachrüstungen

Nachrüstungen bieten der Aufsichtsbehörde grundsätzlich die Möglichkeit, in gewissem Rahmen technisch mögliche sicherheitstechnische Verbesserungen einzufordern. Was nachgerüstet wird, wird aber nicht nur von sicherheitstechnischen, sondern auch von wirtschaftlichen Kriterien bestimmt. Der bestehende Beurteilungs- und Ermessensspielraum wird z. B. in Deutschland bei den gleichen Reaktortypen von der zuständigen Atomaufsicht<sup>21</sup> in unterschiedlicher Weise ausgeübt. Denn als Kriterium für die Angemessenheit von Nachrüstungen wird neben den Anforderungen an den Schutz der Bevölkerung auch die Zumutbarkeit für den Betreiber herangezogen.

Die KKW-Betreiber in Europa haben sich in der Initiative ENISS (European Nuclear Installation Safety Standards) zusammengeschlossen. Diese vertritt die europäischen Energieversorger mit KKW aus 16 europäischen Ländern. Nach der Meinung der ENISS muss der Langzeitbetrieb von KKW bezahlbar („affordable“) bleiben. So sollten in einer Sicherheitsanalyse die Sicherheitsverbesserungen definiert werden, die *angemessen durchführbar* sind. Häufig definiert der Betreiber ein festes Budget für die Laufzeitverlängerung und „klärt“ mit der Aufsichtsbehörde, welche Maßnahmen mit diesem Budget durchgeführt werden können (ENISS 2015).

## Grenzen im rechtlichen und politischen Rahmen

Wichtig ist im Rahmen der Laufzeitverlängerung auch, dass die atomrechtliche Aufsichtsbehörde unabhängig (von politischen Entscheidungen) ist und genügend personelle und finanzielle Ressourcen hat, um – im Sinne des Schutzes der Bevölkerung – erforderliche Nachrüstungen einzufordern.

<sup>21</sup>In Deutschland sind die jeweiligen Atomaufsichten der Bundesländer zuständig.



Auch die EU Richtlinie 2014/87/EURATOM betont: Es ist von größter Bedeutung, dass die zuständigen Aufsichts- und Genehmigungsbehörden in der Lage sind, im Rahmen der regulatorischen Entscheidungsfindung ihre Befugnisse unparteiisch, transparent und frei von Beeinflussung auszuüben, damit ein hohes Maß an nuklearer Sicherheit gewährleistet ist. Insbesondere sollten die Aufsichts- und Genehmigungsbehörden über ausreichende rechtliche Befugnisse, eine ausreichende Personalausstattung und ausreichende finanzielle Mittel für die ordnungsgemäße Wahrnehmung der ihnen übertragenen Aufgaben verfügen (EU 2014).

Die Unabhängigkeit der Atomaufsichtsbehörden von politischen Entscheidungen ist insbesondere in Ländern, die laut Energiestrategie einen hohen Anteil von Kernenergie in ihrem Energiemix nutzen bzw. nutzen (wollen), in der Realität oft schwierig.

Auch eine politische Entscheidung zu Laufzeitbegrenzung kann den Handlungsspielraum der Aufsichtsbehörde einschränken. In Deutschland waren die Aufsichtsbehörden durch die gesetzlich festgelegten Laufzeitbegrenzungen mit dem Atomausstiegsbeschluss 2010 rechtlich nicht in der Lage, grundlegende konzeptionelle Nachbesserungen der Anlagen zu verlangen<sup>22</sup> (Renneberg 2010).

### Verzögerung der Nachrüstprogramme

Sicherheitstechnisch erforderliche Nachrüstungen erfolgen in der Regel alles andere als umgehend. Es ist meist Praxis, Nachrüstungen über Jahre verteilt in den geplanten Stillstandzeiten für Revision / Brennelementwechsel durchzuführen, um wirtschaftliche Einbußen durch zusätzliche Stillstandzeiten zu vermeiden. So werden erforderliche Nachrüstungen oft erst nach vielen Jahren durchgeführt.

**Beispiel:** Im Jahr 2007 wurden durch ein Ereignis Schwachstellen des Notstromsystems im KKW Beznau deutlich. Die Installation der erforderlichen neuen Notstromanlage (Projekt AUTANOVE) dauerte bis Ende 2015.

### Nachrüstungen erreichen nicht das erforderliche Sicherheitsniveau

Trotz umfangreicher Nachrüstungen werden in alten KKW aktuelle Sicherheitsstandards nicht erreicht. Ein Beispiel dafür, ist der in Altanlagen implementierte Brandschutz. (Siehe Kapitel 3.7) Der Brandschutz in Altanlagen verlässt sich auf aktive Maßnahmen, die versagen können, statt auf eine entsprechende räumliche Trennung (passive Maßnahmen).

Ein Großteil der Nachrüstungen, auf die die Betreiber verweisen, diente zudem nicht dazu, das bereits bei der Genehmigung vorausgesetzte Sicherheitsniveau zu verbessern, sondern dazu, Fehler, die bereits bei Planung, Bau und Anlagenänderungen gemacht worden waren, zu beseitigen. Durch diese Nachrüstungen wurde erst diejenige Sicherheit realisiert, die zum Genehmigungszeitpunkt schon vorausgesetzt worden war (Renneberg 2010).

Grundsätzlich ist auch zu bedenken, dass Nachrüstungen nicht automatisch den sicherheitstechnischen Zustand verbessern, sie können zunächst auch negative Auswirkungen haben. Die Ausfallrate von Komponenten ist statistisch gesehen zu Beginn durch Fehler bei Fertigung und Montage hoch (siehe Kapitel 3.2.8). Um

<sup>22</sup>Grundlegende aufwändige Maßnahmen, deren Realisierung mehrere Jahre in Anspruch genommen hätten und nur noch eine kurze Zeit zu einer Sicherheitserhöhung geführt hätten, wären vor dem Hintergrund der Restlaufzeitbegrenzung unverhältnismäßig gewesen.

diesem Trend so weit wie möglich entgegen zu wirken, wären strenge Auflagen zur Qualitätssicherung erforderlich.

Kernkraftwerke sind komplexe Anlagen. Nachrüstungen können die ohnehin schon komplexen Anlagen noch unübersichtlicher machen. So ist es nie ganz auszuschließen, dass Nachrüstungen auch unerwünschte Auswirkungen haben oder systembezogen sogar kontraproduktiv sind. Nachrüstungen werden auch fehlerhaft umgesetzt werden, wie die Betriebserfahrungen zeigen.

**Beispiel:** Im Juli 2007 wurden in Brunsbüttel fehlerhafte Verankerungen der Rohrleitungshalterungen des Not- und Nachkühlsystems entdeckt. Diese Halterungen sollen während eines Ereignisses mit Einwirkungen von außen insbesondere bei einem Erdbeben die Sicherheit der Anlage gewährleisten. Diese Fehler waren nur aufgrund von angeordneten Übertragbarkeitsprüfungen bemerkt worden. Anlass dazu gaben etwa 8.000 falsch gesetzte Dübel in Biblis. Ursächlich für diese fehlerhaften Nachrüstungen im KKW Brunsbüttel war zum einen ein Mangel an fachkundigem Personal. Außerdem wurden die Arbeiten offenbar nicht nach Atomrecht durchgeführt und unterlagen damit nicht angemessenen Qualitätssicherungsmaßnahmen. Zudem waren die Ausführungen für diese Arbeiten im Betriebshandbuch ungenügend.

Insbesondere dann, wenn ein umfangreiches Nachrüstungsprogramm realisiert wird, um alte und veraltete Kraftwerke auf einen moderneren Stand zu bringen, sind Eingriffe mit einer Vielzahl möglicher Wechselwirkungen chemischer, mechanischer, elektrischer und elektronischer Art zwischen alt und neu nötig, die die Fehleranfälligkeit erhöhen. Bereits kleine Störungen und Nachlässigkeiten können dabei große sicherheitsrelevante Auswirkungen haben. Die Nachrüstung kann, zumindest für eine Übergangszeit, damit selbst zum Risiko werden. Diese Gesetzmäßigkeiten setzen der Nachrüstung, insbesondere zur Beseitigung konzeptioneller Schwächen der älteren Kernkraftwerke, deutliche Grenzen.

Die Nachrüstungen erreichen auch deshalb nicht das Sicherheitsniveau neuer Anlagen, weil – anstatt technischen Nachrüstungen im Bereich der Vorsorge durchzuführen – vielfach lediglich Notfallmaßnahmen eingeführt werden.

Als eine Konsequenz aus der Reaktorkatastrophe am 11. März 2011 in der japanischen Anlage Fukushima Dai-ichi wurde auf europäischer Ebene der sogenannte EU-Stresstest durchgeführt. Der EU-Stresstest betrachtet drei Bereiche der Sicherheit von Kernkraftwerken: Naturereignisse (Erdbeben, Überflutung, Extremwetterereignisse), Ausfälle der Stromversorgung und der Wärmeabfuhr sowie Maßnahmen und Vorgehen bei schweren Unfällen. In allen europäischen KKW wurden in umfangreichen Überprüfungen Defizite in den untersuchten Bereichen festgestellt.

Im Rahmen von *Nationalen Aktionsplänen* (NACPs) präsentierten die Länder Konzepte, um die identifizierten Mängel zu beheben. Aber nur einige Länder plan(t)en neue dauerhaft installierte und teilweise gebunkerte Systeme. Statt umfangreicher Nachrüstungen oder endgültiger Abschaltung von besonders gefährdeten Anlagen wird in den meisten Ländern mit der Anschaffung von mobilen Geräten (Notfallmaßnahme) versucht Auslegungsdefizite zu kompensieren (vgl. JPG 2012).

Es ist kritisch, sich in einer Extremsituation nach einem Erdbeben oder einer Überschwemmung allein auf die Betriebsmannschaft und den Einsatz von mobilen Geräten zu verlassen, um bei Verlust der Sicherheitssysteme die Kühlung des Reaktorkerns und der Lagerbecken zu gewährleisten. Die Situation wird dann noch verschärft, wenn man den vorhandenen Kompetenzverlust in den Atomanlagen berücksichtigen muss (siehe Kapitel 3.4)

**Beispiel:** Die Vorsitzende der tschechischen Atomaufsicht, Dana Drabova, hat Ende 2018 vor den Risiken einer Betriebsdauerverlängerung für das alte KKW Dukovany weit über das Jahr 2035 hinaus gewarnt. Sie reagierte auf einen Vorschlag des tschechischen Ministerpräsidenten Andrej Babis. Er hatte eine Verlängerung der Laufzeit des KKW um weitere zehn Jahre bis 2045 ins Spiel gebracht. Eine Modernisierung der bestehenden Anlage wäre zehnmal günstiger als ein Reaktorneubau, argumentierte er. Zudem wäre ein Reaktorneubau frühestens im Jahr 2039 betriebsbereit (IM 2018).

### 3.4. Schwindende Kenntnisse zu Auslegung und Betrieb der Anlagen

In der Eröffnungsrede der Jahrestagung Kerntechnik 2017 nannte Ralf Güldner (Deutsches Atomforum - DATF) als größte Herausforderung für die Sicherheit der Atomanlagen die Erhaltung der kerntechnischen Kompetenz (Güldner 2017).

In allen Bereichen der Kernindustrie, ob Neubauprojekte, Brennstofffertigung, Wartung oder Stilllegung, sind Fachkenntnisse erforderlich, um erfolgreich und konkurrenzfähig zu sein. Aber die kerntechnische Branche befindet sich in einer Wettbewerbssituation mit anderen Industriezweigen um kompetentes Personal, wie Ingenieure und Projektleiter. Die gesamte Industrie steht einer demografischen Herausforderung im Laufe der nächsten paar Jahre gegenüber, weil sie eine alternde Belegschaft hat (NEI 2017).

Nach und nach gehen die Kenntnisse über die ursprünglichen Auslegungsgrundlagen der alten Kernkraftwerke verloren, da die Generation der Experten, welche die Anlagen konzipiert und in Betrieb genommen haben, in den Ruhestand wechselt. Gleichzeitig ist die vorhandene Dokumentation vielfach nicht vollständig und genügt nicht den heutigen Ansprüchen. Das Wissen und insbesondere das Know-Why geht mit dem Ruhestand der Experten verloren. Kritisch ist hier etwa die genaue Begründung von Sicherheitsmargen, die durch den Einsatz neuer Methoden von der jungen Generation der Experten abgebaut werden.

In einer aktuellen Studie des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) zu den deutschen KKW sind einige meldepflichtige Ereignisse aus den Jahren 2016 und 2017 aufgelistet, die auf Bedienungsfehlern beruhen, die mit einem Kompetenzverlust in Verbindung stehen (könnten) (Becker 2018).

Die RSK hat im Jahr 2012 ein Memorandum „Drohende Gefährdung der kerntechnischen Sicherheit durch Know-How- und Motivationsverlust“ veröffentlicht (RSK 2012). Als Reaktion auf das Memorandum hat das BMUB die RSK um eine Stellungnahme gebeten. Die RSK stellt darin 2016 fest: Marktwirtschaftliche Gründe haben weiteren Zwang zu Veränderungen von Unternehmensstrukturen in allen beteiligten Organisationen (insbesondere bei Herstellern, Betreibern und Sachverständigen) bewirkt. Dies sind Gründe, die bisherigen Maßnahmen zur Gewährleistung der erforderlichen Motivation und des erforderlichen Know-hows bei den Mitarbeitern weiterhin zu hinterfragen (RSK 2016). Know-How- und Motivationsverlust wird in Deutschland möglicherweise durch den beschlossenen Atomausstieg verstärkt, aber auch in anderen Ländern hat der Rückgang der Kernenergie negative Folgen auf den erforderlichen Kompetenzerhalt.

Know-How-Verlust und Motivationsverlust wirken sich auch negativ auf die sogenannte Sicherheitskultur<sup>23</sup> aus, die ebenfalls entscheidend für einen sicheren Betrieb eines Kernkraftwerks ist. Die EU Richtlinie 2014/87/EURATOM betont die Wichtigkeit der Sicherheitskultur: Gemeinsam mit dem gestaffelten Sicherheitskon-

<sup>23</sup> „Die Sicherheitskultur ist durch eine, für die Gewährleistung der Sicherheit der Anlage erforderliche, sicherheitsgerichtete Grundhaltung, Verantwortung und Handlungsweise aller Mitarbeiter bestimmt. Sicherheitskultur umfasst dazu die Gesamtheit der Eigenschaften und Verhaltensweisen innerhalb eines Unternehmens und beim Einzelnen, die dazu dienen, dass die nukleare Sicherheit als eine übergeordnete Priorität die Aufmerksamkeit erhält, die sie aufgrund ihrer Bedeutung erfordert. Sicherheitskultur betrifft sowohl die Organisation als auch die Einzelpersonen.“ (BMUB 2016).

zept gilt eine effektive Sicherheitskultur im Nuklearbereich als wesentlicher Faktor für das Erreichen eines hohen Niveaus nuklearer Sicherheit und ihrer laufenden Verbesserung (EU 2014).

Betriebserfahrungen aus der KKW zeigen häufig Verstöße gegen die Sicherheitskultur. Es ist davon auszugehen, dass ein Teil der Nachlässigkeiten weder vom Betreiber noch vom Gutachter oder der Aufsichtsbehörde zeitnah entdeckt werden. Sie machen sich erst im Falle eines Störfalls negativ bemerkbar und können dann bei der Beherrschung eines Störfalls gravierende Konsequenzen haben. Dieses Problem ist insbesondere für Altanlagen relevant, da dort die Möglichkeiten zur Störfallbeherrschung geringer sind.

Ein anderer Aspekt des Know-How-Verlustes ist, dass sich auf einem abnehmenden Markt die Anzahl von Herstellern und Dienstleistern, die in der kerntechnischen Industrie arbeiten, mit der Zeit verringert hat. Spezifische Erfahrung ist verloren gegangen und kann nicht auf einem erforderlichen Niveau gehalten werden. Das gilt besonders dort, wo die Lieferung von Ersatzteilen der nur in älteren Anlagen verwendeten Technologie erforderlich ist.

Hersteller und Subunternehmer mit ungenügender Erfahrung in der kerntechnischen Industrie sind ein bedeutender Faktor für die Abnahme der Qualität und den Anstieg von Fehlerraten geworden. Aus der Auswertung von Betriebserfahrungen ist zu erkennen, dass es eine zunehmende Tendenz gibt, Komponenten ohne entsprechende Qualitätszertifikate zu installieren. Infolgedessen haben Nachrüstungen ein Risiko, neue Defekte in die Anlage einzuführen.

Laut WENRA Sicherheitsreferenzlevel B.6 soll der KKW-Betreiber qualifiziertes Personal haben, um die sicherheitsrelevanten Tätigkeiten von externen Firmen zu bewerten. Das ist jedoch vielfach nicht die Praxis.

**Beispiel:** Der Betreiber des KKW Dukovany hatte in der Vergangenheit relevante Tätigkeiten von Fremdfirmen durchführen lassen. Das war eine der Ursachen der langen nicht entdeckten fehlerhaften Röntgenaufnahmen und Schweißnähte, die im September 2015 bekannt wurden. Der Betreiber hatte eine Reihe von Subunternehmern beauftragt, wobei er die Verantwortung für die Sicherstellung der nuklearen Sicherheit de facto vertraglich auf diese übertrug.

**Beispiel:** In Frankreich wurden nach dem Unfall von Fukushima die Bedingungen bezüglich des Einsatzes von externen Auftragnehmern in KKW während der ergänzenden Sicherheitsbewertung bewertet. ASN fasste die Ergebnisse folgendermaßen zusammen: EDF hätte nicht angemessen gezeigt, dass der Umfang der Aktivitäten durch Subunternehmer mit der Hauptverantwortung des Lizenznehmers/Betreibers für die Sicherheit der kerntechnischen Anlagen vereinbar sei (ASN 2011).

### 3.5. Sicherheitsvergleich zweier Reaktoren unterschiedlichen Alters

Die Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) entwickelte eine Vorgehensweise für den Sicherheitsvergleich von Anlagen verschiedenen Alters in Zusammenhang mit den Anträgen der Betreiber zur sogenannten Reststrommengenübertragung in das Stromnetz aus einzelnen KKW bis zur Abschaltung derselben im Zuge des Atomausstiegs in Deutschland. Hierfür wurden „Bewertungsgegenstände“ (BG) festgelegt, anhand derer ein Sicherheitsvergleich durchgeführt wurde (BMU 2008). Für den Sicherheitsvergleich zwischen den beiden Blöcken des KKW Neckarwestheim, es sind ein Druckwasserreaktor (DWR) der 2. Baulinie (GKN-1, Inbetriebnahme 1976)<sup>24</sup> und ein DWR der KONVOI<sub>4</sub> Baulinie (GKN-2, Inbetriebnahme

<sup>24</sup>In Deutschland werden vier Baulinien von DWR unterschieden. Die 1. und 2. Baulinie sind bereits endgültig stillgelegt. GKN-1 wurde, wie die anderen Reaktoren der 2. Baulinie, 2011 endgültig abgeschaltet.

1989), wurden insgesamt 23 BG festgelegt. Bei 17 dieser 23 BG ergab sich ein sicherheitstechnischer Vorteil für GKN-2.

Nach Auffassung des deutschen Umweltministeriums (BMU) ist auf Grundlage einer Gesamtbewertung der durchgeführten vergleichenden Sicherheitsanalyse festzustellen, dass eine Übertragung von Elektrizitätsmengen auf GKN-1 das Risiko für die Bevölkerung erhöhen würde. Es zeigten sich Schwächen auf allen Sicherheitsebenen des gestaffelten Sicherheitskonzepts (siehe Kapitel 3.2.8).

- GKN-1 hat auf der Sicherheitsebene 1 für alle der untersuchten übergeordneten Aspekte für Betriebs- und Auslegungsmerkmale weniger Reserven für die Vermeidung von Störungen aufgewiesen als GKN-2. Hier spielen insbesondere konzeptionelle Nachteile und die verwendeten Materialien eine große Rolle.
- Auf der Sicherheitsebene 4 weist GKN-1 im Vergleich zu GKN-2, insbesondere aufgrund der schwächeren Auslegung gegen einen Flugzeugabsturz, geringere Sicherheitsreserven auf.

Insgesamt ist GKN-1 gegen Störfälle generell wesentlich schlechter geschützt, weil sein gesamtes Sicherheitsdesign veraltet ist. Es besteht ein erhöhtes Risiko, dass Sicherheitssysteme im Störfall ausfallen. Denn die Sicherheitssysteme und -komponenten sind räumlich und verfahrenstechnisch nach dem heutigen Stand der Technik nicht hinreichend unabhängig voneinander.

### **Zahl der Ereignisse**

Ein Vergleich verdeutlichte auch, dass die mittleren jährlichen Ereignisraten im GKN-1 wesentlich höher als die des GKN-2 sind. Aufgrund des größeren Erfahrungs- und Erkenntniszuwachses bei der 13 Jahre späteren Fertigstellung des GKN-2 besteht eine höhere Qualität in der Auslegung und Herstellung. Die ist ein wesentlicher Grund für die höhere Ereignisrate von GKN-1. Insbesondere im Bereich der Ereignisse mit Alterungsrelevanz liegt die Anzahl der Ereignisse bei GKN-1 viermal höher. Ereignisse mit Anforderung oder Fehlanregung einer Sicherheitseinrichtung, die oft auf Fehlern bei der Instandhaltung oder durch Ausfälle in der E- und Leittechnik verursacht wurden, traten bei GKN-1 rund zehnmal häufiger auf. Bei GKN-1 traten fünfmal so viele Ereignisse mit Anforderung des Notstromsystems auf.

## **3.6. Besondere Gefahr: Gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA)**

[Warning: Draw object ignored][Warning: Draw object ignored]Die Betriebserfahrung zeigt, dass nicht alle Komponentenausfälle voneinander unabhängige Zufallsausfälle sind, sondern immer wieder mehrere Komponenten aus gleicher Ursache gleichzeitig unverfügbar sind bzw. sein können. Die sogenannten gemeinsam verursachten Ausfälle (GVA)<sup>25</sup> bilden das wahrscheinlichste Szenario für den Ausfall redundanter Sicherheitssysteme in Kernkraftwerken und somit für das Eintreten eines schweren Unfalls. GVA-Ereignisse sind für alte KKW in doppelter Hinsicht ein gefährlicheres Problem: zum einen ist die Häufigkeit für das Auftreten alterungsbedingter Schäden signifikant größer. Zudem ist die Möglichkeit zur Störfallbeherrschung aufgrund von Auslegungsdefiziten geringer.

Nach Meinung der deutschen Sachverständigenorganisation Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) muss die GVA-Analyse deutlich erweitert werden. Fragestellungen hierbei sind u. a. der Umfang der GVA-Analysen (z. B. auch für alle gleichen Komponenten, Betriebsmittel oder Bauteile) und Ursachen für GVA-Ereignisse (z. B. ähnlicher Aufstellungsort, Instandhaltung oder Betriebsführung).

<sup>25</sup>engl. Common-cause failure (CCF)



Da aber nicht alle GVA-Phänomene vorhersehbar sind, die Konsequenzen aber zu schweren Unfällen führen können, hält die GRS es für sinnvoll, für alle sicherheitsrelevanten Funktionen eines Kernkraftwerks mindestens zwei Sicherheitssysteme vorzusehen, die vollständig diversitär zueinander sind und jedes in höchster Qualität (Kreuser 2013). Dieses ist, wie bereits erwähnt, insbesondere in alten KKW nicht der Fall.

Aktuelle Untersuchungen von Betriebserfahrungen verdeutlichen außerdem, dass komponentengruppenübergreifende GVA-Ereignisse auftreten. Sie werden aber zurzeit nicht in der probabilistischen Sicherheitsanalyse (probabilistic safety analysis – PSA) modelliert, obwohl sie einen signifikanten Einfluss auf PSA-Ergebnisse haben. Folgende Komponentenarten können u. a. von komponentengruppenübergreifenden GVA-Ereignissen betroffen sein: Motorbetätigte Armaturen, Rückschlagarmaturen, Batterien, Frischdampf-armaturen, Leittechnik-Komponenten und Notstromdiesel. Problematisch ist, dass übergreifende GVA-Phänomene sehr viele Komponenten betreffen können (z. B. 30 gleichartige 10kV-Schalter). Daraus resultiert ein exponentielles Anwachsen der Anzahl der Basisereignisse. Dies kann durch die PSA-Software nicht mehr verarbeitet werden (Leberecht 2017).

### 3.7. Besondere Gefahr: Brände

Brände in KKW gehören zu den besonders gefährlichen Ereignissen. Dies gilt insbesondere für ältere Anlagen, deren Auslegung vor dem Brand im US-amerikanischen KKW Browns Ferry (1975)<sup>26</sup> festgelegt wurde. In Folge des Brandes wurden die Gefahren durch Brände kritischer eingeschätzt.

Bei einem Brand in einem KKW sind Funktionsausfälle von sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten und Systemen zu erwarten. Dies kann aber nicht nur das durch einen Kurzschluss direkt betroffene Kabel bzw. die entsprechende Systemkomponente betreffen. Im Brandfall kann durch thermische Belastungen oder Spannungsschwankungen die Funktion von Steuerungs- und Überwachungskabeln gestört werden, sodass die entsprechenden Systeme teilweise oder total ausfallen.

Ein Brand kann sich vom Entzündungsort ausgehend über die Isolierung schnell entlang der Kabel ausbreiten. Wegen der Verlegung von Kabeln über große Abschnitte durch Tunnel und Schächte gilt das auch für weiter entfernt liegende und vom Raum der Brandentstehung getrennte Räume. In Brandversuchen wurden in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur Ausbreitungsgeschwindigkeiten bei horizontal verlegten Kabeln von 0,2 bis 1 Kabelmeter pro Minute ermittelt. Bei vertikal verlaufenden Kabeltrassen beträgt die Brandausbreitungsgeschwindigkeit für PVC- und PE-Kabel zwischen 25 cm und 120 cm pro Minute (BMU 2005). Je nach Menge und Anordnung der Kabel können lang andauernde Brände mit Temperaturen bis zu 1000°C entstehen.<sup>27</sup>

In der Folge des Brandes in Browns Ferry und aufgrund der Ergebnisse von Brandanalysen wurden in älteren KKW umfangreiche Nachrüstungen durchgeführt. Brandschutzwände wurden errichtet, Brandmelde-einrichtungen installiert, betriebliche Brandschutzmaßnahmen eingeführt usw. So konnte der Brandschutz deutlich verbessert werden. Allerdings darf diese Verbesserung nicht darüber hinwegtäuschen, dass in den Altanlagen kein dem heutigen Stand von Wissenschaft und Technik entsprechender Brandschutz besteht, sondern die Anlagen nur an diesen nicht näher definierbaren Stand „herangeführt“ wurden.

<sup>26</sup>Zu dem Ereignis wäre es im KKW Ferry nicht gekommen, wenn die Stromversorgungs- und Steuerungskabel für jede der unabhängigen Pumpen des Kühlsystems baulich getrennt verlegt gewesen wären.

<sup>27</sup>Kabelbrände breiten sich nicht nur schnell aus und führen zu erheblichem Schaden, sondern sie sind auch schwer zu löschen. Negative Begleiterscheinungen sind zudem lang andauernde hohe Temperaturen, starke Raucherzeugung, Freisetzung gefährlicher toxischer Verbrennungsprodukte.

Das Prinzip der räumlichen und funktionalen Trennung wurde erst nach dem Brand im KKW Browns Ferry zum Grundprinzip für die Auslegung von KKW. Problematisch ist in Altanlagen daher vor allem, dass die Kabel unterschiedlicher Sicherheitssysteme nicht ausreichend räumlich getrennt angeordnet sind und ein Brand so mehrfach vorhandene Sicherheitssysteme gleichzeitig zerstören kann. In neueren Anlagen werden Brandgefahren durch eine entsprechende Auslegung begrenzt, die eine komplette räumliche Trennung der Redundanzen der Sicherheitssysteme, insbesondere auch der entsprechenden elektrischen Leitungen und Kabel, vorsieht.

Insgesamt ist in Altanlagen der Brandschutz auf einem deutlich geringeren Sicherheitsniveau als bei Neuanlagen, während gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines Brandes deutlich erhöht ist.

Die systematische Auswertung weltweiter Brandereignisse in Kernkraftwerken durch die IAEO zeigte u. a., dass annähernd 50% der Brände durch einen elektrischen Fehler<sup>28</sup> verursacht wurden. Es zeigte sich auch, dass Mängel bei Brandschutzbarrieren, Brandmeldern und Brandbekämpfungseinrichtungen einen signifikanten Einfluss auf einen negativen Brandverlauf hatten (IAEA 2004).

Der Brandschutz in Altanlagen verlässt sich weitestgehend auf aktive Maßnahmen, die versagen können, statt auf eine entsprechende räumliche Trennung (passive Maßnahmen) und besitzt damit sicherheitstechnisch Nachteile.<sup>29</sup> Auslegungs- und materialbedingte Defizite sollen durch zusätzliche Brandmelder und Löschanlagen kompensiert werden. Dass diese Maßnahmen keinen ausreichenden Brandschutz gewährleisten, verdeutlichte der Transformatorbrand im KKW Krümmel im Sommer 2007.

**Beispiel:** Am 28.06.2007 brach ein heftiges Feuer in einem Transformator des KKW Krümmel aus. Ursache war ein alterungsbedingter elektrischer Fehler. Es zeigte sich zudem, dass die Löschanlagen des Transformators zu gering dimensioniert waren. Zudem war die Werksfeuerwehr erst nach mehr als 10 Minuten einsatzbereit. Der Brand war inzwischen so heftig, dass er erst nach einigen Stunden, einzelne Glutnester erst nach Tagen, vollständig gelöscht werden konnte. Eine Reihe weiterer technischer Pannen und Bedienungsfehler führte zu einer erheblichen Beeinträchtigung der Sicherheit des Reaktors (Neumann und Becker 2010).

### 3.8. Besondere Gefahr: Externe Ereignisse

Mit dem Betrieb von KKW ist immer ein Risiko verbunden. Das Auftreten eines schweren Unfalls kann nie ausgeschlossen werden, auch wenn die Unfallwahrscheinlichkeit von den Betreibern als gering angegeben wird. Einige der heutigen Risiken waren bei Auslegung der älteren KKW nicht bekannt. Zurzeit der Genehmigung der KKW wurde z. B. ein absichtlicher Absturz eines Verkehrsflugzeugs – nach Vorbild der Terroranschläge vom 11.09.2001 – nicht für möglich gehalten und so bei der Auslegung nicht berücksichtigt.

Da bei Altanlagen weit weniger externe Einwirkungsmöglichkeiten berücksichtigt wurden als bei neueren Anlagen, sind sie weniger robust ausgelegt und weisen nachweislich geringere Sicherheitsreserven auf, die mit dem Alter weiter sinken. Jedoch nehmen die Gefahren durch bestimmte externe Einwirkungen zu. So kann sich die Bedrohungslage ändern z. B. durch Terroranschläge und Klimaänderungen, oder bestehende Risiken (z. B. die Häufigkeit und Stärke von Erdbeben) werden aufgrund von neuen Ereignissen und Erkenntnissen anders bewertet.

<sup>28</sup>und etwa ein Drittel durch eine Öl- oder Wasserstoffleckage

<sup>29</sup>Diese Schwachstelle ist auch hinsichtlich der Auswirkungen nach einem möglichen Flugzeugabsturz von Bedeutung.

### 3.8.1. Naturgefahren

Der Fukushima-Dai-ichi-Unfall hat unter anderem gezeigt, wie wichtig ein ausreichender Schutz vor externen Gefahren ist. Im September 2014 wurde eine überarbeitete Fassung der WENRA-Sicherheitsreferenzlevel (SRL) einschließlich eines neuen Referenzlevels T für die Bewertung der natürlichen Gefahren veröffentlicht. (WENRA 2014) Laut WENRA sollen externe Ereignisse, die mit einer Häufigkeit von  $10^{-4}$  pro Jahr auftreten, berücksichtigt werden.<sup>30</sup> Nicht alle Länder haben dieses Niveau für die Neubewertung ihrer Altanlagen verwendet (ENSREG 2012).

Der zusammenfassende Bericht über die Nationalen Aktionspläne (NACp) zur Beseitigung der im EU Stress-test identifizierten Mängel hat die Notwendigkeit für eine systematische Neubewertung der Naturgefahren im Rahmen der periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSR) betont (ENSREG 2015).

Die Wichtigkeit der systematischen Neubewertung von Naturgefahren wird am Beispiel von Extremwetterereignissen verdeutlicht. Im Folgenden werden zunächst die Gefahr durch Erdbeben und Überflutung kurz erörtert und dann ausführlicher auf Extremwetterereignisse und Zunahme der externen Gefahr durch die Klimaveränderung eingegangen.

#### Erdbeben

Neue Untersuchungen zum Erdbebenrisiko in den letzten beiden Jahrzehnten zeigen an vielen KKW Standorten Defizite bezüglich des Schutzes gegen Erdbeben. Ältere KKW sind häufig gegen eine geringere Erdbebenstärke ausgelegt worden, als heute in Betracht gezogen werden muss. Statt der Durchführung von teuren Nachrüstungsprogrammen ist in mehreren Fällen dann jedoch eine Neuberechnung der Robustheit von vorhandenen Anlagen vorgenommen worden, um die Übereinstimmung mit den neuen Standards zu zeigen. Eine Nachrüstung der vorhandenen Baustrukturen ist jedoch grundsätzlich nicht möglich. Man vertraut auf den Nachweis durch rechnerische Methoden, verbunden mit einem Abbau ursprünglicher Sicherheiten. Ansatz ist insbesondere wegen der hohen Unsicherheit der Gefahrenbewertung als problematisch zu bewerten.

Laut Anforderung der WENRA muss nachgewiesen werden, dass Ereignisabläufe, die nicht physikalisch ausgeschlossen werden können und die zu frühen oder großen Freisetzungen führen, mit „hohem Grad an Vertrauen“ extrem unwahrscheinlich (praktisch ausgeschlossen) sind. Gerade für extrem starke (und daher sehr gefährliche) Erdbeben mit einer geringen Wahrscheinlichkeit ist es schwierig einen „hohen Grad an Vertrauen“, also eine geringe Unsicherheit bezüglich ihrer Wahrscheinlichkeit nachzuweisen. Das heißt in der Konsequenz, dass die meisten KKW gegen deutlich höhere Erdbeben geschützt werden müssen, als sie es bisher sind. Die erforderlichen Neubewertungen ziehen sich zudem meist über sehr lange Zeiträume hin oder sind im Grunde nicht möglich.

<sup>30</sup>Dies bedeutet, dass statistisch gesehen ein Ereignis in zehntausend Jahren stattfindet.



**Beispiel:** Das ENSI kommt 2011 in seinem Bericht zum EU-Stresstest zu dem Ergebnis, dass die aktuelle Erdbebenauslegung des KKW Beznau nur dem Stand von Wissenschaft und Technik vom Ende der 1970er Jahre entspricht. Im Zuge der Weiterentwicklung der Methoden zur seismischen Gefährdungsanalyse waren die Schweizer KKW-Betreiber bereits im Jahr 1999 von der Aufsichtsbehörde aufgefordert worden, die Erdbebengefährdung nach den neuesten Methoden zu bestimmen und insbesondere die Unsicherheiten der Rechenergebnisse umfassend zu quantifizieren. Die Betreiber gaben daraufhin das Projekt PEGASOS (Probabilistische Erdbebengefährdungsanalyse für die KKW-Standorte in der Schweiz) in Auftrag. Die Ergebnisse lagen 2004 vor.

Die PEGASOS Studie liefert ungünstigere Gefährdungskurven für Erdbebeneinwirkungen als in der Auslegung der Schweizer Anlagen bislang zu Grunde gelegt worden sind. Im PEGASOS Refinement Project (PRP) sollten die Resultate verfeinert werden. Die Resultate lagen nach mehrfacher Verschiebung erst Ende 2013 vor. Nach Abschluss der rechtlichen Anhörung der Betreiber hat das ENSI (2016a) neue Vorgaben für die Erdbebengefährdung festgelegt (ENSI 2015a). Die Betreiber haben nun erneut bis Ende 2020 Zeit nachzuweisen, dass ihre Anlagen auch einem extrem seltenen starken Erdbeben standhalten (ENSI 2016). Trotz der nachweislichen Erdbebengefahr hat das ENSI offenbar keine Möglichkeit bzw. keine Möglichkeit ergriffen, die Erdbebenstudien der Betreiber zu beschleunigen.

Hinzukommt, dass mehrfach festgestellt wurde, dass der in den Anlagen real vorhandene Schutz gegen Erdbeben nicht dem auf den in Dokumenten vorhandenen Schutz entspricht. Die französische Aufsichtsbehörde (ASN) berichtete 2017 von mehreren technischen Abweichungen in verschiedenen Komponenten der Anlagen, z. B. im Dieselgenerator-Hilfssystemen und den Leitungen des Löschwassersystems. Die meisten Anomalien waren mit einem fehlenden Schutz gegen Erdbeben verbunden und bestanden seit Inbetriebnahme (ASN 2017).

## Überflutung

In den letzten Jahrzehnten hat sich die durch Überschwemmung verursachte Bedrohung an vielen KKW-Standorten erhöht. Der Grund dafür ist sowohl eine Änderung in der Situation (z. B. Klimawandel, Aufbau von Dämmen, die Verminderung der natürlichen Überschwemmungsflächen) als auch eine Änderung in der Bewertung der Bedrohung. Ereignisse mit Überschwemmung in KKW haben gezeigt, dass Wasserstände – auch unterhalb des theoretisch vorhandenen Niveaus des Hochwasserschutzes – Sicherheitseinrichtungen beschädigt haben, weil der Wasserwiderstand von Türen falsch berechnet wurde oder die Versiegelung der Kabeldurchdringungen korrodiert war. Überflutungsereignisse bergen die Gefahr redundante Sicherheitssysteme gleichzeitig funktionsunfähig zu machen. Diese Gefahr ist für alte KKW u. a. aufgrund der fehlenden räumlichen Trennung größer.

Die Überflutungsgefahr steigt durch die Klimaänderung (siehe nächster Abschnitt).

### 3.8.2. Extremwetterereignisse und Zunahme der externen Gefahr durch die Klimaveränderung

Kernkraftwerke werden in sehr unterschiedlichen Klimazonen errichtet – von den Tropen bis zum Arktischen Raum – die klimatischen Verhältnisse per se stellen also fast keine Einschränkung für den Einsatz von Kernenergie dar. Probleme können aber entstehen, wenn sich die klimatischen Verhältnisse während der Betriebszeit von Kernkraftwerken verändern.

Der gegenwärtige, menschenverursachte Klimawandel beeinflusst die Kernenergieerzeugung in mehrfacher Weise, u. a.:

- Die Effizienz von Kernkraftwerken geht mit steigender Temperatur zurück, da Anzahl und Dauer von Ausfällen mangels Kühlwassers zunehmen können;
- Einige Standorte können an Sicherheit verlieren, wobei insbesondere der Anstieg des Meeresspiegels von Bedeutung ist;
- Die Häufigkeit wetter- und klimabedingter Extremereignisse sowie deren Intensität ändern sich mit möglichen Folgen für Sicherheitsanforderungen.

Effizienzverlust von Kernkraftwerken sowie Standortfragen sind primär mit den systematischen Veränderungen des Klimas (z. B. graduelle Erwärmung) verbunden, während Sicherheitsfragen eher an Extremereignisse gebunden sind. Die graduellen Klimaänderungen und Extremereignisse sind jedoch miteinander verknüpft – steigender Meeresspiegel führt z. B. auch zu extremen Wasserständen bei Stürmen. Bei Laufzeitverlängerungen für Kernkraftwerke sind die klimatischen Änderungen bedeutsam, zumal es in der Regel um die Summe aus seit der Genehmigung eingetretenen und kommenden Änderungen geht.

Der Temperaturanstieg beträgt im globalen Mittel derzeit bereits 1,1°C und liegt an Land entsprechend höher (IPCC 2018). Selbst bei Einhalten des Pariser Klimaabkommens muss an Land mit Temperaturanstiegen von deutlich über +1,5 bzw. +2°C gerechnet werden. Es ist auch bekannt, dass die Maximaltemperaturen in der Regel stärker ansteigen als die Mittelwerte. Bei wassergekühlten Anlagen sind die Temperatur, die Verfügbarkeit und die Qualität des Kühlwassers zu beachten.

Klimawandelbedingte Bedrohungen des Kraftwerksstandortes sind vor allem für Küstenstandorte sehr relevant, wird doch erwartet, dass der Meeresspiegel bis Ende dieses Jahrhunderts um 50 bis 90 cm steigt. Diese Zahlen des IPCC gelten als unterste Grenze des zu erwartenden Anstieges. Hansen et al. (2016) leiten aus Eisflächenverlusten in Grönland einen möglichen nicht-linearen Anstieg des Meeresspiegels um 1 m innerhalb der nächsten 50 Jahre ab, und einen Anstieg um weitere 1,4 m innerhalb des darauffolgenden Jahrzehnts, also 2,4 m bis etwa 2070. Das sind extreme Werte, aber sie sind aus Beobachtungen abgeleitet, während die konservativen IPCC Daten aus Modellen berechnet wurden, von denen bekannt ist, dass sie die Schmelzprozesse nicht hinreichend gut wiedergeben. Es ist generell zu berücksichtigen, dass sich in der Klimawissenschaft, einschließlich IPCC, eine Tendenz entwickelt hat, „auf der Seite des geringsten Dramas zu irren“ (Schellenhuber in Spratt and Dunlop, 2018).<sup>31</sup>

Für klimabedingt veränderte Sicherheitsbedingungen eines Standortes können auch andere räumliche Gegebenheiten relevant sein, insbesondere Flussläufe stromaufwärts. Fehlende oder für veränderte **Niederschlagsverhältnisse** nicht ausreichend dimensionierte Retentionsbecken und Stauräume können zum Problem werden. Aufgrund der höheren Temperaturen durch den Klimawandel können zudem höhere Niederschlagsintensitäten auftreten: Pro Grad Erwärmung muss nach der Clausius-Clapeyron Beziehung mit mindestens 7% höheren maximalen Niederschlagsmengen gerechnet werden. Die Praxis zeigt aber, dass in Gewittern und Starkniederschlagsereignissen auch Anstiege um 10% und mehr auftreten können (Formayer und Fritz, 2017).

Der Anstieg der Null-Grad-Grenze führt dazu, dass Niederschlagsanteile, die bei niedrigeren Temperaturen im Gebirge als Schnee zwischengelagert wurden, jetzt als Regen fallen und den Flüssen viel rascher zugeführt werden. Schließlich ist zu beobachten – möglicherweise als Folge des Eisrückganges in der Arktis – dass Wetterlagen länger anhalten, bzw. sich mit kurzen Unterbrechungen mehrmals einstellen können. Dies führt

<sup>31</sup> Anmerkung: Nimmt man das völkerrechtlich bindende Pariser Klimaabkommen ernst, dürfen die globalen Mitteltemperaturen nicht über 1,5 bis 2°C ansteigen. Vergleicht man aber die zur Erreichung dieser Ziele notwendigen Emissionspfade mit den tatsächlich eingeschlagenen, so muss man sicherheitshalber weiterhin von deutlich extremeren Klimaszenarien ausgehen.

dazu, dass es auch ohne extreme Niederschlagsintensitäten aufgrund der langen Andauer zu extremen Niederschlagsmengen kommen kann, die dann auf durchnässten Boden treffen, und nicht mehr gespeichert werden können. Diese Veränderungen im Niederschlagsverhalten werden schon heute beobachtet – sie werden sich im Laufe der nächsten Jahrzehnte weiter verschärfen und das Risiko erhöhen.

Von Relevanz für die Sicherheit von Kernkraftwerken können besonders hohe oder tiefe Temperaturen, langandauernde Hitze- oder Kälteepisoden sowie Trockenphasen, und besonders hohe oder niedrige Luftfeuchtwerte sein. Nach (IPCC 2012) ist davon auszugehen, dass Hitzeereignisse, die derzeit statistisch gesehen alle 20 Jahre auftreten, Mitte des Jahrhunderts in Europa – je nach Szenario und Gegend – im Mittel alle zwei bis fünf Jahre auftreten werden. Starke Niederschläge (Regen oder Schnee), hohe oder besonders böige Winde, Schnee- und Sandstürme, gefrierender Niederschlag, Unwetter, Blitzschlag, Asche aus Waldbränden, Hagel-schlag mit besonders großen Körnern und Tornados zählen ebenfalls zu den potentiellen Gefahren. In Gebieten mit mehr Winterniederschlag können Schneestürme und Eisansatz vor allem bei gleichzeitigem Wind die Kühlwasserein- und auslässe blockieren. Ein spezielles Sicherheitsproblem ist das sogenannte biofouling, d.h. die Störung durch Pflanzen oder Tiere, die sich bei entsprechenden Verhältnissen an den Ein- und Auslässen des Kühlwassers ansiedeln können. Höhere Meereswassertemperaturen können es daher erforderlich machen, die Kühlwassereinlässe in tiefere Niveaus zu verlegen.

Extremwetterereignisse und klimabedingte Gefahren können Kernkraftwerke direkt betreffen, aber auch durch indirekte Wirkungen im Umland sicherheitsrelevant sein, weil sie die Zugänglichkeit beschränken (z. B. Waldbrände oder Überschwemmungen), mit kaskadischen Problemen verbunden sind (z. B. ein Dammbruch stromaufwärts) oder weil sie das Stromnetz betreffen (z. B. Störung durch umstürzende Bäume) mit Folgen für die Verfügbarkeit von off-site Energie.

Während unbestritten ist, dass extreme Wetterereignisse mit dem Klimawandel häufiger werden, ist die Quantifizierung dieser Änderungen schwierig. Kernkraftwerke werden dimensioniert, sodass sie auch sehr seltenen Ereignissen standhalten. Die Eintrittswahrscheinlichkeiten werden bei Genehmigungen meist aus Datenreihen der Vergangenheit mittels statistischer Verfahren abgeleitet. In einer Phase des Klimawandels sind aber diese Datenreihen nicht mehr relevant und auch die Ableitungsverfahren nicht mehr gültig. Es geht um Prognosen der Häufigkeit sehr seltener Ereignisse an bestimmten Standorten, die aus Modellberechnungen abgeleitet werden müssen. Modelle geben aber die mittleren Verhältnisse viel verlässlicher wieder als Extrema. Sieht man von wenigen Spezialfällen ab, ist die Wissenschaft mit präzisen Aussagen über die Eintrittswahrscheinlichkeit seltener Ereignisse überfordert. Beim Hochwasserschutz und im Bauwesen werden teilweise Sicherheitsfaktoren zugeschlagen, deren wissenschaftliche Absicherung fragwürdig ist. Im Fall der Kernenergie ist dieser Weg nicht empfehlenswert, weil das Risiko bei Unterdimensionierung zu groß ist. Für konkrete Standorte können aber, in Kenntnis der lokalen meteorologischen Eigenheiten, durchaus wissenschaftlich basierte Aussagen zur Entwicklung von Extremereignissen abgeleitet werden, bzw. können robuste Aussagen über erforderliche Schutzmaßnahmen gemacht werden. Ein Beispiel dafür sind verschiedene Nachrüstungen, die bei Finnischen Kernkraftwerken durchgeführt wurden (Vajda et al., 2011). Aufgrund der bekannten Probleme wäre jedoch wichtig, dass solche Abschätzungen unter der Leitung bzw. Mitwirkung unabhängiger wissenschaftlicher Institutionen durchgeführt werden.

### **3.8.3. Gefahr von Terroranschlägen auf Kernkraftwerke**

Stephan Lechner (Europäische Kommission) erklärte 2017 bezüglich der Rolle der Kernenergie in der EU, dass zusätzlich zu den wirtschaftlichen Problemen der Kernenergie zwei weitere Probleme existieren: der immer wichtigere Schutz vor Cyber-Angriffen und die Bedrohung durch Terrorangriffe (Lechner 2017).

Die zurzeit betriebenen KKW haben auslegungsbedingt einen gewissen Schutz vor möglichen Terrorangriffen, z. B. durch verhältnismäßige dicke Außenwände sowie durch diversitäre und redundante Sicherheitssysteme. Aber alle europäischen KKW wurden lange vor den Angriffen am 11.09.2001 in New York gebaut und sind daher gegen derartige massive Angriffe nicht ausreichend geschützt. Das gilt insbesondere für die alten Anlagen für die jetzt Laufzeitverlängerungen angestrebt werden. Ein Terrorangriff auf ein Kernkraftwerk kann einen schweren Unfall mit erheblichen Auswirkungen auf die Bevölkerung auslösen.

## **Bedrohung durch einen gezielten Flugzeugabsturz**

Zufällige Abstürze von Flugzeugen sind in der Auslegung von Reaktoren seit mehreren Jahrzehnten berücksichtigt worden. Jedoch wurden nur Unfälle von kleineren Sportflugzeugen und/oder militärischen Flugzeugen in Betracht gezogen. Erst nach dem Angriff am 11. September 2001 wurden die Folgen eines absichtlichen Absturzes eines Verkehrsflugzeuges betrachtet.

Für neue KKW wird laut WENRA erwartet, dass ein gezielter Absturz eines Verkehrsflugzeugs nicht zu einem Kernschmelzunfall führt, und daher gemäß WENRA-Sicherheitsziel (O<sub>2</sub>) nur geringe radiologische Folgen haben darf. Um dieses nachzuweisen, sind Auswirkungen aus direkten und sekundären Einwirkungen des Flugzeugunfalls zu betrachten (Vibrationen/Erschütterungen, Verbrennen und/oder Explosion des Flugzeugsbrennstoffs). Außerdem sollen Gebäude oder Gebäudeteile, die Kernbrennstoff und sicherheitstechnische relevante Sicherheitseinrichtungen enthalten, so ausgelegt sein, dass kein Flugzeugsbrennstoff eindringen kann.

Wie die nur zum Teil öffentlichen Studien zum Risiko eines gezielten Flugzeugabsturzes in einigen Ländern zeigen, werden die WENRA Erwartungen für die Altanlagen nicht erfüllt.

- In einer Studie der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) in 2002 wurde die Verwundbarkeit durch einen gezielten Flugzeugabsturz für die damals in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke bewertet.<sup>32</sup> Es zeigte sich, dass bei den ältesten KKW selbst bei Absturz eines kleinen Verkehrsflugzeugs mit geringer Geschwindigkeit eine großflächige Zerstörung des Reaktorgebäudes resultieren kann. Es ist in diesem Fall davon auszugehen, dass durch die Trümmer, die Erschütterungen und den zu erwartenden Brand die Kühlbarkeit des Reaktorkernes nicht mehr gewährleistet ist (BMU 2002). Ein Kernschmelzunfall mit massiven, kurzfristig einsetzenden radioaktiven Freisetzungen wäre unvermeidlich gewesen. In Deutschland wurden solche KKW mit der Novelle des deutschen Atomgesetzes nach dem Fukushima-Unfall 2011 endgültig abgeschaltet.
- Im Nachgang zu den Terroranschlägen vom 11. September 2001 mussten die Schweizer KKW-Betreiber Studien zur Gefahr eines gezielten Flugzeugabsturzes durchführen. Nach Bewertung der Betreiberstudie kam die Aufsichtsbehörde 2003 zu dem Ergebnis, dass für die älteren Anlagen Beznau und Mühleberg die Wahrscheinlichkeit für die Freisetzung radioaktiver Stoffe gering sei. Diese Bewertung erfolgte, obwohl die Analysen auch gezeigt haben, dass bei Mühleberg und Beznau eine Beschädigung sicherheitstechnischer Einrichtungen innerhalb des Reaktorgebäudes durch eindringende Flugzeugteile nicht ausgeschlossen werden kann und bei größeren Flugzeugklassen ein Durchdringen des Sekundärcontainments möglich ist (HSK 2003).<sup>33</sup>

<sup>32</sup>Bei den Lastfällen wurde zwischen zwei Aufprallgeschwindigkeiten (175 m/s und 100 m/s) sowie zwischen drei Flugzeugtypen (groß – z. B. Boeing 747; mittel – z. B. A 300; klein – z. B. A 320) unterschieden.

<sup>33</sup>In der Schweiz gilt die Maßgabe, dass der Nachweis des ausreichenden Schutzes gegen Flugzeugabsturz auf der Grundlage des zum Zeitpunkt des Baubewilligungsgesuchs im Einsatz befindlichen militärischen oder zivilen Flugzeugtyps zu führen ist. Die

- Die belgische Aufsichtsbehörde forderte 2011, dass auch terroristischen Attacken als mögliche Auslöser von schweren Unfällen in das belgische Stresstest Programm integriert sein sollen (FANC 2012). Ein Ergebnis war, dass im Falle eines Absturzes eines Verkehrsflugzeugs (absichtlich und unfallbedingt) ein erheblicher Schaden an der externen Betonstruktur der alten Reaktorblöcke Tihange 1, Doel 1 und 2 auftreten kann. Es besteht dadurch die Möglichkeit, dass Triebwerke und andere starre Teile das Containment durchdringen. Das darauffolgende, sehr wahrscheinliche Versagen des Kühlsystems würde einen schweren Unfall der gefährlichsten Kategorie nach sich ziehen: ein Kernschmelzunfall bei offenem Containment, die radioaktiven Freisetzungen wären sehr früh und sehr hoch.

Für einen Terrorangriff aus der Luft sind außer einem Angriff mit einem Verkehrsflugzeug eine Reihe weiterer Angriffsszenarien denkbar. Szenarien für Terror-Angriffe aus der Luft können z. B. der Absturz eines mit Sprengstoff beladenen Helikopters oder der Abwurf einer Bombe aus dem Helikopter sein. Die Drohnenüberflüge in Frankreich Ende 2014 verdeutlichten Schwachstellen in der Luftüberwachung der (französischen) Kernkraftwerke und vor allem in der Abwehr solcher potenziellen Angriffe aus der Luft.

Im Herbst 2014 wurden insgesamt 31 Drohnenüberflüge über 19 französischen Atomanlagen registriert. Es ist immer noch unklar, wer die Drohnen gesteuert hat.<sup>34</sup> Selbst nachdem Frankreichs Innenminister beteuerte, eine Spezialeinheit der Gendarmerie hätten Order erhalten, die Flugobjekte „zu neutralisieren“, flogen mehrfach nicht identifizierte Drohnen über französische Atomanlagen. Drohnen können z. B. – wie in der militärischen Anwendung – zur Vorbereitung oder Unterstützung eines Terroranschlags eingesetzt werden. Fazit einer Kurzexpertise zur Frage, welche Gefahr mit derartigen Drohnenüberflügen verbunden, wenn diese von einer terroristisch motivierten Gruppe durchgeführt würde war, dass ein direkter Angriff mit kleinen Drohnen keine Gefahr für ein KKW darstellt. Allerdings könnten die Fluggeräte auch zur Unterstützung eines Angriffs von innen oder aber zur Vorbereitung einer terroristischen Attacke genutzt werden (Becker 2014).

## Bedrohung durch Innentäter

Die Durchführung oder Unterstützung eines Terroranschlags durch Innentäter stellen für KKW eine große Bedrohung dar. Diesem Problem wird in der internationalen Fachdiskussion in den letzten Jahrzehnten große Beachtung geschenkt.

Zuverlässigkeitsprüfungen regeln die Überprüfung von Personen, die in kerntechnischen Anlagen tätig sind. Diese erschweren das Einschleusen von Innentätern in Kernkraftwerke, sie verhindern es aber nicht vollständig.

Zu bedenken ist, dass während der Revisionszeiten ca. 1000 Personen von den verschiedensten Firmen im KKW tätig sind. Eine der wichtigsten Schutzmaßnahmen gegen Eingriffe von Innentätern ist das Vier-Augen-Prinzip. Dieses ist aber immer dann wirkungslos, wenn mehrere aktive Innentäter handeln. Es kann zudem durch Unachtsamkeit, Schlamperei oder allgemein durch eine mangelhafte Sicherheitskultur (siehe Kapitel 3.4) unterwandert werden.

entsprechenden Nachweise seien von allen Kernkraftwerken geführt und vom ENSI akzeptiert worden (ENSI 2014). Das ENSI bestätigte den KKW-Betreibern im Sommer 2018 erneut, nachdem die bereits 2013 in Auftrag gegebenen nicht öffentlichen Untersuchungen der KKW-Betreiber abgeschlossen waren, dass die Kernkraftwerke in der Schweiz über eine ausreichenden Schutzgrad verfügen (ENSI 2018b).

<sup>34</sup>Am 19.10.2014 wurden vier weit auseinanderliegende KKW überflogen, was auf eine gut koordinierte Aktion hinweist.

**Beispiel:** Im inneren Sicherheitsbereich im belgischen KKW Doel 4 wurde 5. August 2014 durch eine Sabotage-Aktion Einfluss auf Reaktorbetrieb genommen, eine Notabschaltung erfolgte nachdem widerrechtlich ein Ventil an der Turbine geöffnet wurde. Dieses Abflussventil wird nur im Fall eines Brandes im Turbinenbereich verwendet, um das Schmieröl schnell abzulassen. Die Handlung wurde am wahrscheinlichsten von einer Person mit Zugangsberechtigung zum Sicherheitsbericht begangen, die bewusst mit der Absicht, zu schaden, handelte. Dieser Sabotageakt ist bis heute nicht aufgeklärt (Bens 2016).

**Beispiel:** Ein in 2017 in Deutschland bekannt gewordener Vorfall mit manipulierten Zuverlässigkeitsüberprüfungen von Mitarbeitern belegt vorhandene Schwachstellen. In der Jülicher Entsorgungsgesellschaft für Nuklearanlagen (JEN) sind manipulierte Quermeldungen entdeckt worden. Mit sogenannten „Quermeldungen“ übermitteln Betreiber die Ergebnisse bereits amtlich durchgeführter Zuverlässigkeitsüberprüfungen bundesweit an andere Betreiber, woraufhin diese Personen dann auch in anderen Anlagen tätig werden können. 21 Personen hatten ohne rechtmäßige Sicherheitsüberprüfung Zutritt zu sicherheitsrelevanten Bereichen in Nuklearanlagen erhalten (BW UM 2017).

Es gibt eine Reihe von „wirkungsvollen“ Szenarien, bei denen auch Innentätern beteiligt sein können. Am einfachsten realisierbar erscheinen Sprengstoffanschläge. Besonders gefährlich sind dabei Anschläge, bei denen Sprengstoff gezielt an neuralgischen Punkten der Anlage angebracht wird. Bereits kleine Sprengstoffmengen (in der Größenordnung von einigen Kilogramm) könnten so in Altanlagen einen Kernschmelzunfall mit gravierenden radioaktiven Freisetzungen auslösen. Mit sogenannten „Quermeldungen“ übermitteln Betreiber die Ergebnisse bereits amtlich durchgeführter Zuverlässigkeitsüberprüfungen bundesweit an andere Betreiber, woraufhin diese Personen dann auch in anderen Anlagen tätig werden können (Becker 2017).

## Bedrohung durch Cyber-Angriffe

In der letzten Zeit sind Fälle bekannt geworden, in denen von außen Computerviren auch in industrielle und sogar in Computersysteme von Atomanlagen eingebracht wurden. Durch gezielte Programmänderungen ist es grundsätzlich möglich, die Steuerung und Regeleinrichtungen in KKW so zu verändern, dass die ausreichende Kühlung des Reaktorkerns verhindert wird (Majer 2013).

Im September 2015 bestätigte eine Studie des Think Tanks Chatham House (London) die Gefährdung von Kernkraftwerken durch Cyberattacken, da der IT-Sicherheitsstandard der Anlagen meist Mängel aufweist (Baylon et al. 2015).

Eine Gefahr besteht auch darin, dass geheime Unterlagen von Atomanlagen gehackt werden. Das ist insbesondere für alte Anlagen relevant, bei denen der Schutz z. B. gegen Flugzeugabsturz auf „Geheimhaltung“ beruht, statt auf einer ausreichenden baulichen Auslegung (z. B. dicke Außenwände).

**Beispiel:** Im Jahr 2018 konnten Hacker bei einem Angriff auf ein französisches Bauunternehmen (Ingérop) zahlreiche Dokumente zu kritischer Infrastruktur wie Kernkraftwerken, Gefängnissen und Straßenbahnnetzen erbeuten (NDR 2018).

## Nuclear Threat Initiative (NTI)

Die US-amerikanische **Nuclear Threat Initiative** (NTI) bewertete im sogenannten Nuclear Security Index 2020 die Maßnahmen, die unterschiedliche Länder zum Schutz vor Terrorangriffen und Sabotage in ihren kerntechnischen Anlagen ergriffen haben. Dabei werden nicht die konkreten Maßnahmen der einzelnen Anlagen bewertet, sondern die Maßnahmen der Regierung und die gesetzlichen Anforderungen. (NTI 2021)

Tabelle 2 listet die Punkte und den Rang der europäischen Länder gemäß NTI Index auf. Im NTI Index entspricht 100 der höchsten möglichen Punktezahl und damit der Erfüllung der aktuellen Sicherheitsanforderungen (Stand 2020). Es wird deutlich, dass in Europa erheblicher Verbesserungsbedarf besteht.

Tabelle 4: 2020 NTI Nuclear Security Index für die europäischen Länder. Der Rang bezieht sich auf 47 Länder mit KKW (eigene Darstellung basierend auf NTI, 2021).

Rang	Land	Punktzahl
3	Finnland	89
4	Großbritannien	88
5	Ungarn	84
5	Deutschland	84
7	Niederlande	83
9	Schweden	82
10	Rumänien	82
9	Tschechische Republik	82
14	Slowenien	81
16	Belgien	80
17	Polen	78
18	Frankreich	77
21	Bulgarien	75
22	Spanien	74
24	Slowakei	73



## 4. Kerntechnische Sicherheitskonzepte und Regelwerke für Laufzeitverlängerungen

In den meisten Staaten sind die Genehmigungen für Kernkraftwerke nicht befristet. Rein rechtlich gesehen erscheint deshalb für einen unbegrenzten Betrieb solcher Kernkraftwerke eine neue formale Entscheidung zum Weiterbetrieb nach dem Erreichen eines bestimmten Alters nicht erforderlich zu sein (siehe Kapitel 4.1). Von einer Verlängerung der Laufzeit zu sprechen, wäre in einer solchen Sichtweise nicht erforderlich. Betreiber und staatliche Aufsichtsbehörden könnten sich auf den Standpunkt zurückziehen, dass die betroffenen Kernkraftwerke solange weiter betrieben werden könnten, solange sich keine Mängel zeigen, die den Weiterbetrieb in Frage stellen. Betreiber vermeiden deshalb auch gerne den Begriff der Laufzeitverlängerungen und sprechen lediglich von Weiter- oder Langzeitbetrieb. Im Hinblick auf die Sicherheit und den Inhalt der ursprünglichen Betriebsgenehmigungen ist eine solche Auffassung jedoch höchst gefährlich und aus sachlichen Gründen nicht vertretbar. Wesentlich in diesem Zusammenhang ist die Feststellung, dass eine Reihe von Komponenten für eine Lebensdauer von ca. 40 Jahren ausgelegt wurde. Das betrifft u. a. auch die sogenannten nicht austauschbaren Komponenten eines KKW.

Aus übergeordneter Sicht scheint der Zugang zum Regelwerk, das die Anforderungen für Errichtung und Betrieb eines KKW festlegt, klar zu sein. Die Anforderungen müssen derart gestaltet sein, dass sie, nach Stand von Wissenschaft und Technik, das Risiko des Betriebs einer Anlage auf das gesellschaftlich akzeptierte Niveau begrenzen. Tatsächlich sehen wir aber einen anderen Zugang: sowohl IAEA, als auch WENRA, als auch Richtlinie 2014/87/Euratom führen unterschiedliche Sicherheitsstandards für existierende Anlagen und für neue Anlagen hinsichtlich der technischen Ausführung ein. Das geht so weit, dass in 2014/87/Euratom ein Stichtag genannt wird: wurde die Baugenehmigung vor dem Stichtag erteilt, müssen manche technischen Anforderungen nur umgesetzt werden, soweit dies „vernünftigerweise durchführbar“ ist. Ähnlich unterscheiden auch IAEA und WENRA zwischen „new reactors“ und „existing reactors“.

Unbeschadet davon unterscheiden die grundlegenden Sicherheitsprinzipien zum Schutz der Bevölkerung und der Umwelt vor den Gefahren ionisierender Strahlung, die „Safety Fundamentals“, nicht zwischen Alt- und Neuanlagen. Aus diesen Sicherheitsprinzipien werden konkrete Anforderungen abgeleitet. Diese Anforderungen müssen von Neuanlagen erfüllt werden, bei Altanlagen hingegen wird zugestanden, dass eine Umsetzung aller Anforderungen eventuell nicht „vernünftig machbar“ sei. Stattdessen sollten Altanlagen mit den Anforderungen verglichen und Möglichkeiten zur Verbesserung der Sicherheit durch Nachrüstungen ausgelotet werden. Es ist unmittelbar einsehbar, dass diese Forderung nicht zu einem gleichwertigen Stand der Sicherheit von Alt- und Neuanlagen führen kann. Aus sicherheitstechnischer Sicht kann diese Unterscheidung nicht gerechtfertigt werden, sie ist einzig aus praktischen Erwägungen verständlich: Das Regelwerk der IAEA, das nur im internationalen Konsens verabschiedet werden kann, möchte dem einzelnen Mitgliedstaat die Entscheidung überlassen, ob Anlagen, die die aktuellen Sicherheitsstandards nicht erfüllen können, weiterbetrieben werden dürfen. Es bleibt damit die Aufgabe der nationalen Aufsichtsbehörden zu prüfen, inwieweit die bei der zielorientierten Vorgehensweise bei Altanlagen vorgesehenen Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen an den erforderlichen Schutz der Bevölkerung und der Umwelt vor den Gefahren ionisierender Strahlung ausreichend sind.

Statt eines universellen Standards für nukleare Sicherheit hinsichtlich der technischen Ausführung für alle Anlagen, der dazu führen könnte, dass alte Anlagen, die den Standard nicht erfüllen können, stillgelegt werden müssen, wird nur ein Standard für neue Anlagen definiert. Altanlagen sollen, soweit vernünftigerweise machbar, an diesen Standard herangeführt werden. Das bedeutet allerdings, dass für alte Anlagen ein Risiko

akzeptiert werden müsste, dass neu errichtete Anlagen nicht aufweisen durften. Aus prinzipiellen Gründen wäre ein Weiterbetrieb solcher Anlagen nicht vertretbar, hier ist dann insbesondere die Verantwortung der zuständigen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden gefragt.

## 4.1. Ansätze für Laufzeitverlängerungen

Aktuell kommen weltweit drei Ansätze zur Entscheidung bzw. Qualifikation für die Laufzeitverlängerung zur Anwendung

**In den Ländern, bei denen die Laufzeit von KKW im Rahmen der Genehmigung begrenzt ist** (siehe Kapitel 2.2.1), erfolgen Entscheidungen zur Laufzeitverlängerung über die genehmigte Laufzeit hinaus, die in der Regel 40 Jahre beträgt.

Bei einem der Modelle, welches vor allem in den USA angewendet wird, handelt es sich um das “Licence Renewal Application” (LRA) Konzept (Kapitel 5.1). Dieses Konzept fußt auf dem Hintergrund, dass eine Lizenz für den Betrieb eines Kraftwerks auf maximal 40 Jahre erteilt wurde. Gegen Ende der bewilligten Laufzeit kann die Betriebsgenehmigung für maximal 20 Jahre verlängert werden. Hierfür muss um eine Erneuerung der Betriebsbewilligung angesucht werden. Voraussetzungen für eine Erneuerung der Betriebsgenehmigung sind (IAEA 2015a):

- Ganzheitliche Bewertung der Anlage zur Evaluation des Alterungsmanagements für passive, langjährige (d.h. mit einer Lebensdauer, die zeitlich i. A. nicht befristet ist) Strukturen, Systeme und Komponenten, um sicherzustellen, dass diese den sicheren Betrieb über die ursprünglich geplante Betriebszeit und Genehmigungsgrundlage hinaus gewährleisten können.
- Bewertung der Strukturen, Systeme und Komponenten mit zeitlich befristeter Lebensdauer, um die zusätzlichen Betriebsjahre zu rechtfertigen.
- Umweltverträglichkeitsprüfung für die zusätzliche Laufzeit.

**In Ländern, bei denen die Laufzeit von KKW in den jeweiligen Genehmigungen nicht begrenzt ist**, wird über einen Weiterbetrieb des KKW in der Regel über einen Zeitraum von 10 Jahren jeweils auf der Grundlage der Ergebnisse einer periodisch, jeweils nach 10 Jahren, stattfindenden Sicherheitsüberprüfung seitens der zuständigen Behörde entschieden.

- Das Modell der Periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) kommt vor allem in Europa zum Einsatz. Im Kern kann man feststellen, dass die Laufzeit bei diesem Modell im Grunde nicht befristet ist und (im Normalfall) alle 10 Jahre eine standardisierte Sicherheitsüberprüfung stattfindet. Diese periodische Sicherheitsüberprüfung muss zu dem Schluss kommen, dass das Kernkraftwerk alle Lizenzbedingungen zumindest über die nächsten 10 Jahre hinaus erfüllt. Es gilt weiterhin darzustellen, dass der Betreiber das Kernkraftwerk über den gesamten Zyklus von 10 Jahren sicher betreiben kann. Für den Fall, dass diese periodische Sicherheitsüberprüfung am Ende der geplanten Laufzeit des Kraftwerks stattfindet, wird der Fokus auf die Voraussetzungen für die Laufzeitverlängerung gelegt. Hier geht es vor allem darum darzustellen, dass die Alterung von kritischen Komponenten (structures, systems and components) effektiv gemanagt wird und alle Sicherheitssysteme und Komponenten über den gesamten Zeitraum der beabsichtigten Laufzeitverlängerung die entsprechenden Aufgaben erfüllen können (IAEA 2015a).
- Die periodische Sicherheitsüberprüfung sollte dabei Ergebnisse liefern, die es ermöglichen zu überprüfen, ob
  - der Betrieb des KKW den Bedingungen der Genehmigung entspricht und

- das jeweilige KKW aktive Vorhaben durchführt, um das Sicherheitsniveau kontinuierlich zu erhöhen unter Bezugnahme auf moderne Sicherheitsstandards und internationalen Empfehlungen. Es sollen dabei alle vernünftigerweise realisierbaren Verbesserungen durchgeführt werden.
- Periodische Sicherheitsüberprüfungen dienen daher idealerweise nicht nur der Bestätigung eines vorhandenen Sicherheitsniveaus, sondern sollen auch definitive Maßnahmen zur Erhöhung des Sicherheitsniveaus ausweisen (IAEA 2013).

Es gibt auch Mischformen. Diese verbinden Elemente aus den beiden obigen Modellen und kommt vor allem in Ländern zum Tragen, in welchen das PSÜ Modell verwendet wird, bzw. in Ländern, in welchen das PSÜ Modell mit zusätzlichen nationalen Regulierungen ergänzt wurde (IAEA 2015a).

Zu einer rechtlichen Einschätzung dieser Praxis bei Laufzeitverlängerungen siehe auch Kapitel 4.5 und 4.4.

## 4.2. Anzuwendender Maßstab an die Sicherheit von KKW im Falle von Laufzeitverlängerungen

Die Zustimmung für ein KKW über die ursprünglich vorgesehene Laufzeit hinweg zu betreiben hängt insbesondere von den Ergebnissen einer Überprüfung der Anlagensicherheit in Bezug auf dessen aktuellen Alterungssituation, der Alterungsprognose für die beabsichtigte Laufzeitverlängerung sowie von den sicherheitsgerichteten Bedingungen, die für die Laufzeitverlängerung zu erreichen und zu erfüllen sind, ab. Insbesondere sind dabei die Strukturen, Systeme und Komponenten (Structures, Systems and Components - SSCs) einer vertieften Bewertung zu unterziehen, die zur Erfüllung der Sicherheitsfunktionen auf allen Sicherheits Ebenen des Gestaffelten Sicherheitskonzepts erforderlich sind. Von Bedeutung ist dabei eine erforderliche Erhöhung des Sicherheitszustandes im Abgleich zu den Anforderungen, die an neu zu errichtenden Anlagen zu stellen sind.

Die Forderung nach Erhöhung der Sicherheit bei den Anlagen, bei denen eine Laufzeitverlängerung auf der Grundlage von Ergebnissen periodischer Sicherheitsüberprüfungen erfolgen soll, gründet sich auf eine kontinuierliche Sicherheitsverbesserung mit dem Ziel einer Angleichung an den Stand der Sicherheit von Neuanlagen (WENRA 2013a).<sup>35</sup> Nach dieser Logik müsste auch bei den zur Diskussion stehenden KKW nach 40 Jahren Betriebszeit,<sup>36</sup> für den Fall einer Laufzeitverlängerung ein Sicherheitsniveau ausgewiesen werden, dass dem Sicherheitszustand einer Neuanlage entspricht. Verbleibende Abweichungen zum aktuellen Stand der Anforderungen sind auszuweisen und bezüglich des Risikobeitrages in Bezug auf das zu erreichende grundlegende Sicherheitsziel zu bewerten.<sup>37</sup> Falls dies für KKW noch nicht durchgeführt wurde, die bereits über die ursprünglich ausgewiesene Lebensdauer hinaus betrieben werden, sollte diese Analyse noch erfolgen.

Gleichzeitig wäre in dieser Logik auch nachzuweisen, dass die Sicherheit für die Zeitdauer der beabsichtigten Verlängerung der Betriebszeit in Übereinstimmung mit den jeweils geltenden, sich weiter entwickelnden

<sup>35</sup>“PSR significantly contributes to the continuous improvement of safety.... The need for improvements can also occur anytime between PSRs and significant issues that may put at risk the safety of the plant shall be addressed without delay.... PSR should raise issues for further development of safety and those measures should be timely implemented that can be considered justified considering operating experience and safety research and advances in science and technology.” (WENRA 2013a).

<sup>36</sup>Der Auslegung der KKW wurde eine Betriebszeit von 30 bis 40 Jahren zu Grunde gelegt. “Design life was defined in the time span of 30 to 40 years. The national regulatory bodies either explicitly defined this time in the licences or issued the operating licences without a time specification (time unlimited operating life)” (IAEA 2006).

<sup>37</sup>“It is stated in WENRA RL Pr.3 that the PSR shall “identify and evaluate the safety significance of deviations from applicable current safety standards and internationally recognised good practices currently available” (WENRA 2013a).

Standards bleibt. Von besonderer Bedeutung hierbei ist der Nachweis der Sicherheit der nicht austauschbaren Komponenten und Systeme unter Berücksichtigung deren Alterung.

Der Nachweis der Sicherheit darf dabei nicht zu Lasten der erforderlichen Auslegungsreserven erfolgen.

Laufzeitverlängerungen betreffen KKW, welche Ende der 1960er / Anfang der 1970er Jahre ausgelegt und auf diesen Grundlagen errichtet wurden. Erkenntnisse aus den Atomkatastrophen in Three Mile Island in den USA, Tschernobyl in der ehemaligen Sowjetunion und Fukushima in Japan, die jeweils zu erheblichen Verschärfungen bestehender Sicherheitsanforderungen führten, konnten natürlicherweise nicht in deren Auslegung einfließen, stellen aber jetzt den Maßstab für ein zu erreichendes Sicherheitsniveau bei KKW dar. Insbesondere gilt dies für in Betrieb befindliche KKW, die über ihre ursprüngliche Laufzeit hinaus weiter betrieben werden oder werden sollen bzw. für die entsprechende Planungen hierzu existieren.

Zur Zeit der Designphase von Reaktoren, die Ende der 1960-er / Anfang der 1970-er Jahre ausgelegt und auf diesen Grundlagen errichtet wurden, waren die Anforderungen an die Sicherheit von KKW deutlich geringer als gegenwärtig. Infolgedessen sind bei diesen Reaktoren deutliche Abweichungen hinsichtlich der systemtechnischen Auslegung, wie z. B. Redundanz von Sicherheitssystemen, deren räumlicher Trennung, bei deren seismischer Qualifizierung sowie bei der Auslegung gegen übergreifende Einwirkungen wie z. B. ausschlagende Rohrleitungen bei Bruch, interne Überflutungen oder Brände im Vergleich zu gegenwärtigen Anforderungen festzustellen. Externe übergreifende Einwirkungen wie Erdbeben, Überflutungen oder Flugzeugabsturz wurden nicht systematisch in die Auslegung einbezogen.

Als grundlegendes Ziel für die Sicherheit (grundlegendes Sicherheitsziel) von KKW gilt, dass unter Einbeziehung der Maßnahmen und Einrichtungen auf allen Sicherheitsebenen des gestaffelten Sicherheitskonzepts

- (frühe) Freisetzungen radioaktiver Stoffe in die Umgebung der Anlage aufgrund eines frühzeitigen Versagens oder einer Umgehung des Sicherheitsbehälters, die Maßnahmen des anlagenexternen Notfallschutzes erfordern, für deren Umsetzung jedoch nicht ausreichend Zeit zur Verfügung steht oder
- (große) Freisetzungen radioaktiver Stoffe in die Umgebung der Anlage, die räumlich umfangreiche und zeitlich langandauernde Maßnahmen des anlagenexternen Notfallschutzes erfordern

auszuschließen<sup>38</sup> sind oder die radiologischen Auswirkungen soweit zu begrenzen sind, dass Maßnahmen des anlagenexternen Notfallschutzes nur in räumlich und zeitlich begrenztem Umfang erforderlich werden (siehe hierzu auch (EU 2014)).

Dieses grundlegende Sicherheitsziel hinsichtlich der Gewährleistung der nuklearen Sicherheit gilt nach (IAEA 2016) generell für die in Errichtung befindlichen KKW. In Bezug auf bestehende KKW gelten die zur Erreichung dieses Ziels maßgeblichen Anforderungen als Prüfmaßstab und somit als Maßstab für entsprechende Nachrüstungen.<sup>39</sup> Dies ist auch in Übereinstimmung mit der "Vienna Declaration on Nuclear Safety" der internationalen Atomenergieorganisation IAEA, die 2015 veröffentlicht<sup>40</sup> wurde.

<sup>38</sup>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.

<sup>39</sup>Siehe hierzu in IAEA (2016) Kapitel 2.11 und EU (2014).

<sup>40</sup>"1. New nuclear power plants are to be designed, sited, and constructed, consistent with the objective of preventing accidents in the commissioning and operation and, should an accident occur, mitigating possible releases of radionuclides causing long-term off-site contamination and avoiding early radioactive releases or radioactive releases large enough to require long-term protective measures and actions. 2. Comprehensive and systematic safety assessments are to be carried out periodically and regularly for existing installations throughout their lifetime in order to identify safety improvements that are oriented to meet the above objective. Reasonably practicable or achievable safety improvements are to be implemented in a timely manner." (IAEA 2015).

Die “Vienna Declaration on Nuclear Safety” streicht in Bezug auf die Gewährleistung der Sicherheit über die Lebensdauer eines KKW heraus (IAEA 2015a):

*“Comprehensive and systematic safety assessments are to be carried out periodically and regularly for existing installations throughout their lifetime in order to identify safety improvements that are oriented to meet the above objective. Reasonably practicable or achievable safety improvements are to be implemented in a timely manner.”*

#### 4.2.1. Die Frage der „vernünftigen Machbarkeit“ – “reasonably practical”

Die Frage was die „praktische Anwendung“ dieses Prüfmaßstabes auf bestehende KKW bedeutet, war Gegenstand intensiver Befassungen bei der in der Western European Nuclear Regulators Association (WENRA) zusammengeschlossenen europäischen Atomaufsichtsbehörden. Die WENRA hat dazu in einem Bericht mit dem Titel “Timely Implementation of Reasonably Practicable Safety Improvements to Existing Nuclear Power Plants” (WENRA 2017) Stellung genommen.<sup>41</sup>

Ebenfalls äußert sich die IAEA mit Leitfäden für Sicherheitsstandards (“Safety Standards Series”).<sup>42</sup> In Bezug auf die Anwendung der aktuell von der IAEA empfohlenen Sicherheitsanforderungen (2016) auf bestehende KKW wird, wie auch bei WENRA, ausgeführt, dass die Bewertung der Sicherheit des jeweiligen KKW sich an den aktuellen Sicherheitsanforderungen orientieren soll:

*“For the safety analysis of such designs,<sup>43</sup> it is expected that a comparison will be made with the current standards, for example as part of the periodic safety review for the plant, to determine whether the safe operation of the plant could be further enhanced by means of reasonably practicable safety improvements.” (IAEA 2016, Abschnitt 1.3).*

In WENRA (2017) wird zur Erläuterung von “reasonably practicable” ausgeführt:

*“The concept of reasonable practicability is directly analogous to the ALARA principle applied in radiological protection, but it is broader in that it applies to all aspects of nuclear safety. In many cases adopting modern standards and practices in the nuclear field will be sufficient to show achievement of what is “reasonably practicable”. For existing reactors, where a modern standard or good practice associated with new reactors is not directly applicable, or cannot be fully implemented, alternative safety or risk reduction measures (design and / or operation) to prevent or mitigate radioactive releases should be sought and implemented unless the utility is able to demonstrate that the efforts to implement them are disproportionate to the safety benefit they would confer. The degree of rigour and confidence in the outcome of such a demonstration should take account of nature and scale of the shortfall to modern standards that the measure would have addressed.”*

Aus den Darlegungen folgt, dass als Maßstäbe für die Bewertung in Betrieb befindlicher KKW die Standards heranzuziehen sind, die dem jeweiligen Stand von Wissenschaft und Technik entsprechen.

<sup>41</sup>Dieses Papier dient der Interpretation von Article 8a der EU Nuclear Safety Directive (EU 2014).

<sup>42</sup>“Requirements for nuclear safety are intended to ensure the highest level of safety that can reasonably be achieved for the protection of workers, the public and the environment from harmful effects of ionizing radiation arising from nuclear power plants and other nuclear facilities. It is recognized that technology and scientific knowledge advance, and that nuclear safety and the adequacy of protection against radiation risks need to be considered in the context of the present state of knowledge. Safety requirements will change over time; this Safety Requirements publication reflects the present consensus.” (IAEA 2016, dort 1.1).

<sup>43</sup>Gemeint sind hier die sich in Betrieb befindlichen KKW.



### 4.3. Stand der internationalen Regelwerksanforderungen für Laufzeitverlängerungen

#### 4.3.1. Internationale Ansätze: IAEA

Mitte der 1980er Jahre begann die IAEA das Thema Alterung von Kernkraftwerken näher zu betrachten. In den 1990er Jahren wurde mit der Entwicklung von Richtlinien für das Alterungsmanagement begonnen (IAEA 1990). Darauf folgten mehrere technische Berichte und spezifische Richtlinien, welche sich mit dem Thema Alterung im Allgemeinen und der Alterung von ausgewählten Komponenten im Speziellen befassen (IAEA 1997, 1999b, 1992). Der Umgang mit Alterung und das Management von Alterungsphänomenen haben sich zu einem der zentralen Themen für bestehende und neue Reaktoren entwickelt. Diese umfassen neben den rein technischen Anforderungen auch regulatorische Anforderungen für das Alterungsmanagement und den Betrieb über die ursprünglich geplante Laufzeit hinaus, welche sowohl das Monitoring als auch einen Vorsorgeplan für den Fall neuer Erkenntnisse im Zeitraum der erweiterten Laufzeit vorsehen. Hierzu steht in der IAEA Safety Standards Series zu den Specific Safety Requirements No. SSR-2/1 (IAEA 2016c):

*Die Auslegung von Kernkraftwerken soll alle Alterungs- und Verschleißeffekte an Komponenten in allen Anlagenzuständen berücksichtigen. Diese umfassen neben dem Betrieb, das Testen, die Instandhaltung, die geplanten Abschaltungen, die Betriebszustände während - und die Anlagenzustände nach auslösenden Ereignissen.<sup>44</sup>*

Aus den IAEA Safety Standards Series No. SSR-2/2 ist zu entnehmen (2016b):

*Der Betreiber soll dafür Sorge tragen, dass ein wirkungsvolles Alterungsmanagement-Programm umgesetzt ist. Es soll dafür sorgen, dass die notwendigen Sicherheitsfunktionen der Systeme, Strukturen und Komponenten über die gesamte Laufzeit garantiert sind.<sup>45</sup>*

Die zentralen Dokumente der IAEA, welche sich mit dem Thema Laufzeitverlängerung und Alterungsmanagement befassen, sind: IAEA Safety Standards Series No. SSR-2/1 (Rev. 1), Safety of Nuclear Power Plants: Design (IAEA 2016c), No. SSR-2/2 (Rev. 1), Safety of Nuclear Power Plants: Commissioning and Operation (IAEA 2016b), No. SSG-2 on Deterministic Safety Analysis for Nuclear Power Plants (IAEA 2010), No. SSG-25, Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants (IAEA 2013), und No. SSG 48, Ageing Management and Development of a Programme for Long Term Operation of Nuclear Power Plants (IAEA 2015b).

Allen Dokumenten ist gemein, dass die Standards für neue Kernkraftwerke gelten. Es wird festgehalten, dass die IAEA Safety Standards jedoch auch von laufenden bzw. im Bau befindlichen Anlagen erfüllt werden sollen. Die Entscheidung in wie weit die Sicherheitsstandards auf diese Anlagen in Gänze anzuwenden sind, obliegt jedoch den einzelnen Staaten und ihren Genehmigung- und Aufsichtsbehörden

Im Weiteren wird vor allem auf den IAEA Safety Standard: Safety of Nuclear Power Plants: Design, IAEA Safety Standards Series No. SSR-2/1 eingegangen, da dieses Dokument die zentralen aktuellen Anforderungen an (neue) Kernkraftwerke beschreibt.

In dem Dokument wird festgehalten, dass die Vorgaben für die Sicherheit von Kernkraftwerken den “highest standards of safety that can reasonably be achieved” zum Schutz von Arbeitern, der Bevölkerung und der Umwelt genügen sollen. Des Weiteren wird darauf verwiesen, dass sich der Stand von Wissenschaft und Technik kontinuierlich ändert und dass sich die Sicherheitsanforderungen über die Zeit verändern können. Es wird festgestellt, dass viele der laufenden Kernkraftwerke und der in Bau befindlichen Kernkraftwerke

<sup>44</sup>Eigene Übersetzung.

<sup>45</sup>Eigene Übersetzung.

Systeme und Komponenten nachgerüstet haben, um im Bereich der Prävention von schweren Unfällen als auch im Bereich der Minderung von Auswirkungen nicht beherrschter schwerer Unfälle insgesamt Verbesserungen des Sicherheitsniveaus zu erzielen. Bei neuen Kernkraftwerken sind diese Verbesserungen bereits im Design verankert. Es wird auch darauf hingewiesen, dass nicht alle aktuell geltenden Sicherheitsanforderungen für laufende und in Bau befindliche Kernkraftwerke realisierbar bzw. umsetzbar sind. Selbiges gilt für die Modifikationen von Designs, welche bereits von den jeweils zuständigen Behörden abgenommen wurden. Allerdings wird erwartet, dass Sicherheitsanalysen für derartige Designs mit dem Ziel eines Vergleichs mit den aktuellen Standards durchgeführt werden z. B. im Rahmen der periodischen Sicherheitsüberprüfung. Dabei soll festgestellt werden, ob weitere Verbesserungen des Sicherheitsniveaus zwecks Anpassung an die aktuellen Sicherheitsanforderungen sinnvoll durchgeführt ("reasonably practicable") werden können.

Es wird gefordert, dass die Auslegung von neuen Kernkraftwerken explizit Maßnahmen und Einrichtungen zur Beherrschung schwerer Unfälle beinhaltet. Die Auslegung neuer Designs beinhaltet insofern auch die Beherrschung von Kernschmelzzuständen.

Im Folgenden werden relevante Anforderungen des Sicherheitsstandards SSR 2/1 Rev. 1 kurz dargestellt und beschrieben (IAEA 2012, 2016c). Eine Überprüfung der Anwendbarkeit dieser Anforderungen für laufende bzw. in Bau befindliche Anlagen erfolgt in Kapitel 6 und 7.

**Anforderung 7, Umsetzung des "Defence in Depth" Konzepts.** Neu im Vergleich zur SSR 2/1 aus 2012 ist, dass die Ebenen des gestaffelten Sicherheitskonzepts grundsätzlich unabhängig voneinander wirksam sein sollen. Damit soll verhindert werden, dass das Versagen einer Ebene die Effektivität einer anderen negativ beeinflusst. Dies gilt vor allem für die Sicherheitssysteme für die (Auslegungsübergreifenden Störfälle (Design Extension Conditions), welche unabhängig von den Sicherheitssystemen zur Beherrschung der Auslegungsstörfälle sein sollen.

**Anforderung 13, Kategorien der Anlagenzustände,** führt bei den "Design Extension Conditions" Unfälle einschließend solcher mit einer Kernschmelze ein, wohingegen zuvor von Unfällen mit einem signifikanten Kernschaden die Rede war. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein solcher Anlagenzustand zu einer Freisetzung mit gravierenden Auswirkungen auf die Umgebung führen würde, muss durch geeignete Maßnahmen physikalisch ausgeschlossen sein oder sehr klein, also praktisch ausgeschlossen, sein.

**Anforderung 14, Auslegung von Sicherheitseinrichtungen,** hält fest, dass diese über die gesamte Laufzeit des Kernkraftwerks die spezifischen Anforderungen betreffend Kapazität, Zuverlässigkeit und Funktionalität für alle Betriebszustände und Unfallzustände, welche durch interne und externe Gefahren ausgelöst werden können, gewährleistet sein sollen.

**Anforderung 16, postulierte auslösende Ereignisse,** führt aus, dass diese alle vorhersehbare Versagen von Strukturen, Systemen und Komponenten des Kernkraftwerks umfassen sollen. Ebenso sollen Bedienungsfehler und mögliche Versagen durch Einwirkungen von Innen und Außen in allen Betriebszuständen analysiert werden und als postulierte auslösende Ereignisse mit in die Analysen aufgenommen werden. Es gilt für die Auslegung des Kernkraftwerks darzustellen, dass alle postulierten auslösenden Ereignisse beherrscht werden - bzw. dass es möglich ist das Kraftwerk in einen sicheren Zustand überzuführen und durch die Auslegung abgedeckte Abläufe eingehalten werden. Für den Fall, dass bei einem postulierten auslösenden Ereignis schnelle und zuverlässige Schritte eingeleitet werden müssen, soll sichergestellt werden, dass diese automatisch erfolgen um damit ein Fortschreiten der Unfallsequenz in einen schwerwiegenderen Zustand verhindern.

**Anforderung 17, interne und externe Ereignisse,** umfasst unter anderem die Forderung, dass Systeme und Komponenten entsprechend ihrer Sicherheitsrelevanz gegen übergreifende interne und externe Ereignisse



nisse ausgelegt sein sollen, aber auch gegen gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA). Auch sollen die Margen für Sicherheitssysteme konservativ genug sein, um im Falle von auslegungsüberschreitenden externen Ereignissen frühe bzw. große Freisetzungen zu verhindern. Des Weiteren soll bei Standorten mit mehreren Reaktoren in der Auslegung berücksichtigt werden, dass nicht nur einzelne, sondern alle Reaktoren des Standorts gleichzeitig betroffen sein können. Die Reaktoren müssen im Stör- oder Unfall unabhängig voneinander in der Lage sein, sichere Zustände zu erreichen

**Anforderung 20, Design Extension Conditions**, legt fest, dass Design Extension Conditions analysiert und berücksichtigt werden sollen, um solche Unfallszenarien zu identifizieren, die in der Auslegung zu berücksichtigen sind. Des Weiteren sollen diese Unfallszenarien verwendet werden, um Vorkehrungen zur Prävention von Unfällen bzw. zur Mitigation der Auswirkungen dieser zu planen. Neu ist vor allem, dass - im Unterschied zu älteren Fassungen der SSR-2/1 – durch die Auslegung des Kernkraftwerks alle Design Extension Conditions zumindest insofern beherrschen werden sollen, als dass genügend Zeit gewährleistet ist, um etwaige Maßnahmen zum Schutz der Bevölkerung treffen zu können. Der Reaktor soll so ausgelegt sein, dass die Maßnahmen und Einrichtungen für die Design Extension Conditions es zulassen, dass auch für den Fall eines schweren Unfalls das Containment intakt bleibt und dass eine frühe bzw. große Freisetzung praktisch ausgeschlossen werden kann. Diese Maßnahmen und Einrichtungen (Sicherheitseinrichtungen) sollen, sofern möglich, unabhängig von den Sicherheitssystemen sein, welche für die Beherrschung der Auslegungsstörfälle vorgesehen sind. Kombinationen von auslösenden Ereignissen, z. B. ein Erdbeben gefolgt von einer Überflutung, sollen Teil der postulierten auslösenden Ereignisse sein.

**Anforderung 21, physische Trennung und Unabhängigkeit von Sicherheitssystemen**, beschreibt, dass es keine Beeinflussung zwischen Sicherheitssystemen bzw. redundanten Elementen geben soll. Das soll u. a. durch physische Trennung, elektrische Isolation, effektive Unabhängigkeit der Systeme umgesetzt werden.

**Anforderung 24, gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA) (Common Cause Failures - CCF)**, führt aus, dass die Auslegung des Equipments die Möglichkeit von gemeinsam verursachten Ausfällen von sicherheitsrelevanten Bauteilen berücksichtigen soll. Hierzu sollen die Konzepte von Diversität, Redundanz, physische Trennung und funktionelle Unabhängigkeit angewendet werden.

**Anforderung 31, Alterungsmanagement**, legt fest, dass die Auslegung eines Kernkraftwerks Alterungs- und Verschleißeffekte von Komponenten in allen Betriebszuständen berücksichtigen soll. Dies umfasst auch die Systeme und Komponenten zur Beherrschung postulierter auslösender Ereignisse, sowie zur Beherrschung von Anlagenzuständen nach postulierten auslösenden Ereignissen. Sicherheitsrelevante Bauteile sollen ihre Funktion über die gesamte geplante Lebenszeit erfüllen können.

**Anforderung 33, Sicherheitssysteme und Sicherheitseinrichtungen für Design Extension Conditions von Reaktoren in einer Kernkraftwerks-Mehrblockanlage**, streicht heraus, dass jeder Reaktor einer Kernkraftwerks-Mehrblockanlage seine eigenen Sicherheitssysteme zur Beherrschung von Auslegungsstörfällen und seine eigenen Sicherheitseinrichtungen zur Beherrschung von Design Extension Conditions haben soll. Insofern soll jeder Reaktor einer Kernkraftwerks-Mehrblockanlage autark sicher sein. Um die Sicherheit weiter zu erhöhen, können Verbindungen zwischen den Reaktoren einer Mehrblockanlage in der Auslegung angedacht werden.

**Anforderung 42, Sicherheitsanalyse des Kernkraftwerkdesigns**, beinhaltet als Teil der deterministischen Sicherheitsanalyse unter anderem auch die Forderung, dass das Unfall-Management der Design Extension Conditions durch automatisches Auslösen der dazu vorgesehenen Sicherheitssysteme und die Verwendung von Sicherheitseinrichtungen in Kombination mit Aktionen des Bedienpersonals möglich ist (IAEA 2010).

**Anforderung 53, Wärmeübertragung an die primäre Wärmesenke,** führt aus, dass die Möglichkeit der Wärmeabfuhr an eine primäre Wärmesenke in jedem Betriebszustand gegeben sein soll. Zusätzlich dazu soll eine alternative Wärmesenke zur Verfügung stehen, oder es soll eine alternative Verbindung zur bestehenden primären Wärmesenke verwendet werden kann. Die Wärmeabfuhr soll auch im Fall von auslegungsüberschreitenden Naturgefahren verfügbar sein.

**Anforderung 58, Kontrolle der Bedingungen im Containment,** wurde im Vergleich zur Ursprungsversion der SSR-2/1 um zwei Punkte ergänzt. Erstens sollen Vorkehrungen im Design getroffen werden, um in allen Betriebszuständen die strukturelle Integrität des Containments zu gewährleisten. Der Einsatz dieser Vorkehrungen darf nicht dazu führen, dass es zu einer frühen oder großen Freisetzung kommt. Zweitens soll das Design auch Vorrichtungen haben, welche einen sicheren Einsatz von nicht-permanenter Ausrüstung zur Wiederherstellung der Wärmeabfuhr aus dem Containment ermöglichen.

**Anforderung 64, Trennung von Schutz- und Kontrollsystemen,** beschreibt, dass Interferenzen zwischen Schutz- und Kontrollsystemen durch Separation – entweder durch die Verhinderung von Verflechtungen oder angemessene funktionale Unabhängigkeit – verhindert werden sollen.

**Anforderung 65, Warte,** fordert, dass die Auslegung der Warte eine angemessene Marge gegen Naturgefahren haben soll, um auch für den Fall auslegungsüberschreitender, naturbedingter Einwirkungen verfügbar zu sein.

**Anforderung 66, Zusätzliche Warte,** beschreibt, dass es eine voll funktionsfähige zusätzliche Warte geben soll, welche physisch separiert ist, und aus welcher der Reaktor heruntergefahren, gesichert, Nachwärme abgeführt und alle relevanten Parameter des Reaktors überwacht werden können. Dies ist relevant, wenn die Hauptwarte diese Aufgaben nicht mehr erfüllen kann.

**Anforderung 68, Auslegung, um einem Verlust der externen Stromversorgung standzuhalten,** beinhaltet die Notstromversorgung bei Betriebsstörungen und Auslegungsstörfällen. Des Weiteren soll die Auslegung eine alternative Stromversorgung für Design Extension Conditions beinhalten. Die alternative Stromversorgung soll in der Lage sein die notwendige Energie zu liefern, um die Integrität des Reaktorkühlsystems zu erhalten und einen schweren Schaden am Kern und im Abklingbecken für den Fall des Verlusts der externen Stromversorgung zu verhindern. Das Equipment, welches zur Verhinderung einer Kernschmelze notwendig ist, soll von jeder zur Verfügung stehenden Stromquelle betrieben werden können. Die alternative Stromversorgung soll unabhängig und physisch getrennt von der Notstromversorgung sein. Die Energieversorgung für das Monitoring der Anlagenparameter und für kurzfristige Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit des Reaktors soll auch im Fall eines Verlusts der externen Stromversorgung funktionieren. Die Auslegung der Notfallstromversorgung soll so gewählt sein, dass nicht permanentes Equipment – welches nicht notwendigerweise am Standort gelagert sein muss - sicher verwendet werden kann, um die Energieversorgung wiederherzustellen.

**Anforderung 80, Brennstoffhandhabung und Lagerung,** streicht unter anderem heraus, dass Abklingbecken zusätzliche Funktionen (u. a. Möglichkeit nicht permanentes Equipment zu verwenden) haben sollten, welche gewährleisten, dass über einen langen Zeitraum genügend Wasser im Abklingbecken vorhanden ist und die Brennelemente permanent gekühlt sind – und zwar in allen Anlagenzuständen. Hierzu sollen neben ausreichenden Kühlkapazitäten, Möglichkeiten im Notfall Wasser einzuleiten, auch Funktionen für das Monitoring und die Kontrolle des Brennelementlagerbeckens in allen Betriebszuständen vorhanden sein.

### 4.3.2. Internationale Ansätze: WENRA

Die Western European Nuclear Regulators Association (WENRA) wurde 1999 gegründet als Vereinigung und Netzwerk europäischer nuklearer Aufsichtsbehörden. Es sollen besonders die Vernetzung und der Austausch zwischen den beteiligten Aufsichtsbehörden betreffend der Betriebssicherheit nuklearer Anlagen und Kernkraftwerke ermöglicht und verbessert werden. Insgesamt sind 18 nationale Atomaufsichtsbehörden direkt in WENRA vertreten, während 13 weitere Staaten als Beobachter teilnehmen. Die Hauptgründe für die Zusammenarbeit durch WENRA sind die Aufnahme der nuklearen Sicherheit in die Ziele der Europäischen Union und die Harmonisierung bei der Entwicklung nationaler Sicherheitsansätze. Dabei stehen besonders folgende Entwicklungsziele im Vordergrund:

- Ein gemeinsamer, europäischer Ansatz für nukleare Sicherheit;
- die unabhängige Überprüfung der nuklearen Sicherheit in Drittländern und
- eine Plattform für den Erfahrungsaustausch in Sicherheitsfragen für die Mitgliedsstaaten zu bieten.

Zurzeit sind 18 Länder als Mitgliedstaaten von WENRA beigetreten: Belgien, Bulgarien, Deutschland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien, Litauen, Niederlande, Rumänien, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechien, Ukraine, Ungarn. Weitere dreizehn Länder haben Beobachterstatus:

Armenien, Dänemark, Irland, Japan, Kanada, Luxemburg, Norwegen, Österreich, Polen, Russland, Serbien, Weißrussland, Zypern.

Um die Sicherheitsanforderungen an kerntechnische Anlagen in den Mitgliedsländern zu vereinheitlichen ist die WENRA Arbeitsgruppe RHWG (Reactor Harmonisation Working Group) ins Leben gerufen worden. Ansätze zur Stilllegung kerntechnischer Anlagen und zur Entsorgung nuklearer Abfälle und abgebrannte Brennelemente werden von der WENRA Arbeitsgruppe WGWD (Working Group on Waste and Decommissioning) behandelt.

### Richtlinien für bestehende Kernkraftwerke

Die RHWG wurde zuerst damit beauftragt Sicherheitsrichtlinien – sogenannte “Safety Reference Levels” – für den Betrieb bestehender Kernkraftwerke zu entwickeln und diese auch über die Zeit auf dem Stand von Wissenschaft und Technik zu halten. Die Methodik und erste Ergebnisse wurden im Jahr 2006 im Bericht “Harmonisation of Reactor Safety in WENRA countries” veröffentlicht (WENRA 2006). In der Folge wurden neue IAEA Sicherheitsstandards von 2006 berücksichtigt und in den Jahren 2007 und 2008 die insgesamt 295 Referenzlevel aktualisiert.

Im Jahr 2011 wurde der Fortschrittsbericht “Progress towards harmonisation of safety for existing reactors in WENRA countries” veröffentlicht (WENRA 2011a). Insbesondere werden periodische Sicherheitsüberprüfungen und Laufzeitverlängerungen auf nationalen Ebenen erörtert.

Der Unfall im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi im März 2011 veranlasste WENRA die Lehren aus dem Unfall einzuarbeiten und die Referenzlevels zu überarbeiten und zu erweitern. Drei technische Arbeitsgruppen zu Naturgefahren, Eindämmung von schweren Unfällen und Unfallmanagement haben die existierenden Regeln überprüft und überarbeitet. Die neuen Richtlinien wurden im September 2014 im Bericht “WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors” veröffentlicht (WENRA 2014). Der Bericht richtet sich ausschließlich an bestehende Reaktoren und enthält Richtlinien geordnet in 19 Themen (Issues) aus den fünf Sicherheitsbereichen (Safety Areas) Management, Design, Betrieb, Überprüfung und Notfallvorsorge. Ins-

gesamt enthalten die 19 Themen 342 Sicherheitsrichtlinien. Das 19te Thema bezieht sich auf Naturgefahren und ist erst nach dem Fukushima Dai-ichi Unfall hinzugefügt worden. Referenzlevel F wurde komplett überarbeitet, und das Konzept der “Design Extension Conditions” (DEC) eingeführt.<sup>46</sup>

Laut WENRA Referenzlevel F sollen alle vernünftig machbaren (“reasonably practicable”) Maßnahmen implementiert werden, die schwere Unfälle verhindern können (DEC A). Zusätzlich sollen für postulierte schwere Unfälle im Reaktorkern und den Brennelementlagerbecken und daraus resultierende Kernschmelzphänomene Maßnahmen implementiert werden, die mögliche Auswirkungen mindern (DEC B).

## Laufzeitverlängerung von bestehenden Kernkraftwerken

Alle WENRA Mitgliedsländer außer Italien und Litauen betreiben nukleare Reaktoren. Circa ein Viertel der in den Mitgliedsländern betriebenen Reaktoren sind bereits länger als 30 Jahre in Betrieb, manche sogar über 40 Jahre. Die meisten Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden der WENRA Länder schränken die Laufzeit in der Lizenz nicht ein. Stattdessen findet sich eine Laufzeitbeschränkung meistens in den Sicherheitsberichten zu technischen Komponenten und deren Laufzeit, insbesondere des Reaktordruckbehälters. Meistens sind diese auf 30 oder 40 Jahre festgelegt.

In der RHWG wurden auch Sicherheitsaspekte des Betriebs von Kernkraftwerken über ihre ursprünglich vorgesehene Betriebszeit hinaus diskutiert. Aspekte einer Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken werden in dem 2011 veröffentlichten Bericht “Pilot study on Long term operation (LTO) of nuclear power plants” über entsprechende Praktiken in den Mitgliedsländern dargestellt (WENRA 2011). WENRA kommt in dem Bericht zu dem Schluss, dass ein Betrieb auch über die ursprünglich vorgesehene Laufzeit hinaus technisch möglich ist, falls die erforderlichen Voraussetzungen erfüllt werden können. Nach WENRA ist mit den Arbeiten zur Laufzeitverlängerung lange vor Ende der Laufzeit zu beginnen (siehe Abbildung 3).

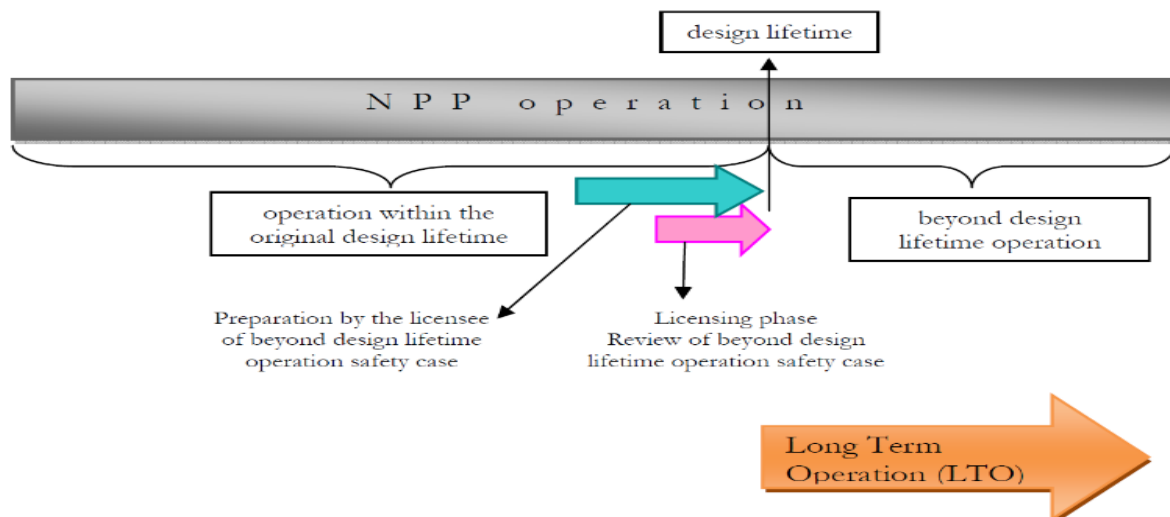


Abbildung 4: Übergang eines Kernkraftwerks in den Betrieb über die vorgesehene Laufzeit hinaus. Der Betreiber muss sich rechtzeitig um eine Lizenzerneuerung bemühen und entsprechende Gutachten und Maßnahmen durchführen. Ab dem Zeitpunkt der Überschreitung der vom Design vorgesehenen Laufzeit spricht man von einer Laufzeitverlängerung. Quelle: WENRA (2011).

<sup>46</sup>Analog zu IAEA SSR-2/1 safety standard (IAEA 2012)

### 4.3.3. Internationale Ansätze: EU

Am 08. Juli 2014 hat der Rat der Europäischen Union die Richtlinie 2014/87/EURATOM zur Änderung der Richtlinie 2009/71/EURATOM über einen Gemeinschaftsrahmen für die nukleare Sicherheit kerntechnischer Anlagen verabschiedet.

Die Richtlinie des Rates umfasst unter anderem folgenden neuen Abschnitt (EU 2014):

„ABSCHNITT 2

*Besondere Verpflichtungen*

*Artikel 8a*

*Ziel der nuklearen Sicherheit für kerntechnische Anlagen*

*(1) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass der nationale Rahmen für die nukleare Sicherheit vorschreibt, dass kerntechnische Anlagen mit dem Ziel ausgelegt, errichtet, in Betrieb genommen, betrieben und stillgelegt werden und ihr Standort mit dem Ziel zu wählen ist, Unfälle zu vermeiden und im Fall eines Unfalls dessen Auswirkungen abzumildern und Folgendes zu vermeiden:*

*a) frühe Freisetzen von radioaktivem Material, die anlagenexterne Notfallschutzmaßnahmen erfordern würden, für deren Umsetzung nicht ausreichend Zeit zur Verfügung steht;*

*b) große Freisetzen von radioaktivem Material, die Schutzmaßnahmen erfordern würden, die weder örtlich noch zeitlich begrenzt werden könnten.“*

Die Hauptforderung der geänderten europäischen Richtlinie zur nuklearen Sicherheit nach Artikel 8a ist die Vermeidung von Freisetzungen mit großen radiologischen Konsequenzen. Dieses basiert auf den WENRA Anforderungen für neue Kernkraftwerke, die auch für die betriebenen KKW angewendet werden sollen.

Im Absatz 2 Artikel 8a wird dann folgendes ausgeführt:

„(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass der nationale Rahmen vorschreibt, dass das in Absatz 1 genannte Ziel

*a) für kerntechnische Anlagen gilt, für die erstmals nach dem 14. August 2014 eine Genehmigung zur Errichtung erteilt wird;*

*b) als Bezugsgröße für die zeitgerechte Umsetzung von vernünftigerweise durchführbaren Sicherheitsverbesserungen für bestehende kerntechnische Anlagen, auch im Rahmen der regelmäßigen Sicherheitsüberprüfungen gemäß Artikel 8c Buchstabe b, verwendet wird.“*

Damit wird de facto ein „Doppelstandard“ festgeschrieben, welcher in den nationalen Rahmen übernommen werden soll, da die Mitgliedsstaaten angehalten sind, diese Richtlinie in die nationale Gesetzgebung aufzunehmen und umzusetzen. Der sog. „Doppelstandard“ bezieht sich auf die technische Ausgestaltung der Maßnahmen und Einrichtungen zur Erreichung des radiologischen Schutzziels (Artikel 8a, Absatz 1). Anlagen, welchen die erstmalige Genehmigung zur Errichtung nach dem 14. August 2014 erteilt wurde, müssen das in Artikel 8a definierten Ziels der nuklearen Sicherheit für kerntechnische Anlagen im Rahmen der Auslegung erfüllen. Für bestehende Anlagen muss gezeigt werden, dass große und frühe Freisetzungen so beherrscht werden oder in den Auswirkungen begrenzt werden, dass gravierende Auswirkungen auf die Bevölkerung oder die Umgebung nicht besorgt werden müssen. Hier ist deshalb der Schwerpunkt der Verbesserung des Sicherheitsniveaus auf die Ebenen 1 bis 3 des gestaffelten Sicherheitskonzepts (also im Bereich der Prävention) zu sehen.

Hervorzuheben sind hier vor allem, dass die Auslegung zum Ziel haben muss, Unfälle zu vermeiden und im Fall eines Unfalls dessen Auswirkungen abzumildern sowie zu verhindern, dass es zu frühen Freisetzen kommt, die anlagenexterne Notfallschutzmaßnahmen erfordern, für deren Umsetzung nicht ausreichend Zeit zur Verfügung steht. Des Weiteren müssen große Freisetzen, die Schutzmaßnahmen erfordern, die weder örtlich noch zeitlich begrenzt werden könnten, ausgeschlossen werden sollen. Für bestehende Anlagen gilt, dass diese Ziele als Bezugsgröße für die zeitgerechte Umsetzung von vernünftigerweise durchführbaren („reasonable practicable“) Sicherheitsverbesserungen gelten, auch im Rahmen der periodischen Sicherheitsüberprüfungen.

Auch laut europäischer Richtlinie 2014/87/EURATOM sollen die „reasonable practicable“ („vernünftig machbaren“) Sicherheitsverbesserungen für die betriebenen KKW durchgeführt werden. Diese unverbindliche Forderung wird von den Aufsichtsbehörden der einzelnen Länder unterschiedlich umgesetzt. Denn was unter dieser Bezeichnung genau zu verstehen ist, ist (noch) nicht festgelegt (siehe Kapitel 4.2.1). Es bestehen zwar inzwischen neue Sicherheitsanforderungen für KKW in Europa. Aber Aufsichtsbehörde und Betreiber verhandeln weiterhin gemeinsam und meist unter Ausschluss der Öffentlichkeit darüber, welche Nachrüstungen „vernünftig machbar“ sind und ob eine Anlage „sicher“<sup>47</sup> ist. Insbesondere bei einer Entscheidung über eine Verlängerung der Betriebszeit trotz der bestehenden und zunehmenden Gefahren sollte die Bevölkerung beteiligt werden und die Politik eingebunden sein. (siehe auch Kapitel 8)

In 2014/87/EURATOM Artikel 8c wird festgehalten, dass durch die periodische Sicherheitsbewertung (mindestens alle zehn Jahre) die Einhaltung der aktuellen Auslegung im Rahmen der bestehenden Betriebsgenehmigung nachgewiesen werden soll. Weitere Sicherheitsverbesserungen werden unter Berücksichtigung der Alterung, der Betriebserfahrung, jüngster Forschungsergebnisse und Entwicklungen internationaler Normen ausgemacht. Als Bezugsgröße dient das in Artikel 8a genannten Ziels. Für Anlagen, welche die erstmalige Genehmigung zur Errichtung nach dem 14. August 2014 erhalten, gilt das Ziel in Artikel 8a nicht als Bezugsgröße, sondern als Grundlage (EU 2014).

Die Richtlinie des Rates 2014/87/EURATOM vom 8. Juli 2014 zur Änderung der Richtlinie 2009/71/Euratom über einen Gemeinschaftsrahmen für die nukleare Sicherheit kerntechnischer Anlagen legt fest, dass Mitgliedsstaaten alle sechs Jahre Peer Reviews zu gemeinsamen spezifischen Themen im Zusammenhang mit der nuklearen Sicherheit von kerntechnischen Anlagen durchführen sollen (EU 2014):

*„Die Mitgliedstaaten sollten über ihre zuständigen Regulierungsbehörden — unter Nutzung von ENSREG, soweit einschlägig, und aufbauend auf den Fachkenntnissen von WENRA — alle sechs Jahre eine Methode, die Rahmenbedingungen und einen Zeitrahmen für Peer Reviews zu einem gemeinsamen spezifischen technischen Thema im Zusammenhang mit der nuklearen Sicherheit ihrer kerntechnischen Anlagen festlegen. Das zu prüfende gemeinsame spezifische technische Thema sollte auf der Grundlage der von WENRA festgelegten Sicherheitsreferenzniveaus oder von Feedback aus der Betriebserfahrung, Vorkommnissen und Unfällen sowie technologischen und wissenschaftlichen Entwicklungen ausgewählt werden. Die Mitgliedstaaten sollten eine nationale Selbstbewertung durchführen und Vorkehrungen für gemeinsame Peer Reviews ihrer nationalen Selbstbewertung durch die zuständigen Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten treffen.“*

Die Peer Reviews in 2014/87/EURATOM vom 8. Juli 2014 werden im neuen Kapitel 2a „Peer Reviews und Berichterstattung“ spezifiziert:

*„Artikel 8e*

*Peer Reviews*

<sup>47</sup>Der Begriff „Sicherheit“ beim Betrieb von Kernkraftwerken ist keine absolute Größe, sondern drückt die Bewertung des bestehenden Risikos aus. Wer Kernkraftwerke als „sicher“ bezeichnet, akzeptiert dieses Risiko (Renneberg 2010).

*(1) Die Mitgliedstaaten sehen vor, dass mindestens einmal alle zehn Jahre eine regelmäßige Selbstbewertung ihres nationalen Rahmens und ihrer zuständigen Regulierungsbehörden erfolgt, und laden mit dem Ziel, die nukleare Sicherheit kontinuierlich zu verbessern, zu einer Prüfung passender Segmente ihres nationalen Rahmens und ihrer zuständigen Regulierungsbehörden durch internationale Experten ein. Über die Ergebnisse dieser Peer Reviews wird den Mitgliedstaaten und der Kommission berichtet, sobald diese Ergebnisse verfügbar sind.*

*(2) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass auf einer koordinierten Grundlage*

*a) ausgehend von einem bestimmten Thema im Zusammenhang mit der nuklearen Sicherheit der hierzu in Betracht kommenden kerntechnischen Anlagen in ihrem Hoheitsgebiet eine nationale Bewertung durchgeführt wird;*

*b) alle anderen Mitgliedstaaten und die Kommission als Beobachter zu einem Peer Review der nationalen Bewertung nach Buchstabe a eingeladen werden;*

*c) angemessene Folgemaßnahmen zu den einschlägigen Erkenntnissen aus dem Peer Review getroffen werden;*

*d) entsprechende Berichte über das genannte Verfahren und seine wichtigsten Ergebnisse veröffentlicht werden, sobald die Ergebnisse vorliegen.*

*(3) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Vorkehrungen getroffen werden, damit der erste themenbezogene Peer Review 2017 eingeleitet werden kann und die nächsten themenbezogenen Peer Reviews danach mindestens alle sechs Jahre stattfinden können.*

*(4) Im Fall eines Unfalls, der anlagenexterne Notfallschutzmaßnahmen oder Schutzmaßnahmen für die Bevölkerung erfordert, stellt der betroffene Mitgliedstaat sicher, dass unverzüglich zu einem internationalen Peer Review eingeladen wird.”*

Die Mitgliedsstaaten haben durch die ENSREG die für die Analyse relevanten Themenschwerpunkte festgelegt. Der erste Peer Review fand zum Thema Alterungsmanagement von kerntechnischen Einrichtungen ab dem Jahr 2017 statt.

#### 4.4. Entscheidungspraxis bei Laufzeitverlängerungen

Es existieren zwar internationale technische Regelwerksanforderungen für die Entscheidung, ob oder mit welchen Nachrüstungen ein altes Kernkraftwerk bei Überschreitung eines bestimmten Alters weiter betrieben werden darf. Verbindlich sind diese aber nicht. Die Regeln der IAEA (Kapitel 4.3.1), sind Orientierungen, an die sich nationale Behörden halten können, aber nicht müssen. Gleiches gilt die für die sogenannten Reference Levels der europäischen Aufsichtsbehörden (Kapitel 4.3.2). Auch die Bestimmungen der europäischen Richtlinie zur nuklearen Sicherheit bleiben für Laufzeitverlängerungen vage (Kapitel 4.3.3). Sie sind so allgemein, dass sie eher als symbolisch zu bezeichnen sind.

Die Western European Nuclear Regulators Association (WENRA) empfiehlt zwar jede Anlage auch daraufhin zu überprüfen inwieweit sie auch die geltenden Sicherheitsziele für neue Reaktoren erfüllen (siehe Kapitel 4.4.1), jedoch wird dieser Ansatz von keiner Aufsichtsbehörde in Europa verfolgt. Aus einer solchen Prüfung würde deutlich, welche Sicherheitsabstände (Deltas) zum heutigen geforderten Sicherheitsstandard bestehen. Daraus könnte man die Risiken des Weiterbetriebs von alten Kernkraftwerken vergleichsweise abschätzen. Diese verbleibenden Risiken werden derzeit nicht systematisch nach dem Stand von Wissenschaft und Technik analysiert.



Darüber hinaus gilt ganz generell, dass für Altanlagen nur diejenigen Maßnahmen und Nachrüstungen verlangt werden, die “reasonably practicable” sind (siehe Kapitel 4.2.1). D.h. sie werden also dann nicht angewendet, wenn es zu teuer oder technisch zu aufwendig erscheint. Was dann als “reasonably practicable” eingestuft wird und was nicht, wird von den Experten des Betreibers, der Gutachter und der Aufsichtsbehörde unter Ausschluss der Öffentlichkeit und unabhängigen Experten beschlossen. Häufig gibt es keine gerichtlich überprüfbare Entscheidung der Behörde bezüglich einer Laufzeitverlängerung und es gibt keine europäische Kontrollinstanz.

Für die Öffentlichkeit erscheinen höchstens Sicherheitsberichte, um darzustellen, dass die Anlage sicher ist. Solch ein Sicherheitsbericht müsste ausweisen, welche Sicherheit mit der Anlage erreicht werden soll, also welche Sicherheitsziele der Prüfung zu Grunde lagen. Das ist in der Regel nicht der Fall.

Wie sicher ein Kernkraftwerk ist, kann nur dann beurteilt werden, wenn auch die Risiken bekannt sind. Ohne die verbliebenen Risiken zu kennen, kann keine verständige Aussage über die Sicherheit getroffen werden. Ohne solch einen Risikobericht, der diese im Sicherheitsbericht enthaltenen offenen Punkte, Annahmen, Abschätzungen auf ihr Risiko hin darstellt und bewertet wird nicht klar, wie weit man von den aktuellen Sicherheitszielen wirklich entfernt ist.

#### 4.4.1. WENRA Sicherheitsziele für neue KKW als Benchmark für Laufzeitverlängerung

Die oben genannten und zuerst entwickelten WENRA Richtlinien richten sich speziell an bereits bestehende Anlagen. Um der technischen und konzeptuellen Sicherheitsentwicklung Folge zu tragen und die nukleare Sicherheit weiter zu erhöhen, begann WENRA im Jahr 2009 Sicherheitsziele zu erarbeiten und zu veröffentlichen, die sich ausschließlich an neue Kernkraftwerke richten. Das bedeutet, dass von neuen Reaktoren ein höheres Sicherheitsniveau erwartet wird im Vergleich zu bestehenden Anlagen.

Die erste Veröffentlichung zu diesem Thema ist die 2009 erschienene Studie “Safety Objectives for New Power Reactors” (WENRA 2009). Grundlegend werden in dieser Studie nicht mehr *Sicherheitsrichtlinien* für bestehende Reaktoren, sondern *Sicherheitsziele* (safety objectives) für neue Reaktoren formuliert. Der zu diesem Thema neueste WENRA Bericht “Safety of new NPP designs” von 2013 enthält Sicherheitsziele (WENRA 2013), die auf Grundlage der IAEA Fundamental Safety Principles (IAEA 2006b) erarbeitet wurden (siehe Kapitel 4.3.1).

Die Sicherheitsziele für neue Kernkraftwerke (Safety Objectives for New Power Reactors), die von der Arbeitsgruppe Reactor Harmonization Working Group (RHWG) der WENRA veröffentlicht wurden, können noch als Stand von Wissenschaft und Technik angesehen werden. Diese Sicherheitsziele sollen laut RHWG im Rahmen der Laufzeitverlängerung bestehender Anlagen in den periodischen Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ) als Referenz herangezogen werden, um die „vernünftig machbaren“ Sicherheitsverbesserungen zu identifizieren<sup>48</sup> (WENRA 2013).

Es ist aber den jeweiligen Betreibern und Aufsichtsbehörden überlassen, wie die „vernünftig machbaren“ Sicherheitsverbesserungen identifiziert werden und in welchem Umfang diese umgesetzt werden (siehe auch Kapitel 4.2).

In allen WENRA-Ländern wird erwartet, dass der Lizenznehmer regelmäßig “mindestens alle zehn Jahre” eine periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) der Anlage durchführen, auch um die möglichen Sicher-

<sup>48</sup>Das Konzept der vernünftigen Praktikabilität ist dem im radiologischen Schutz angewandten ALARA-Prinzip analog (as low as reasonably achievable), es ist aber umfassender, da es für alle Aspekte der nuklearen Sicherheit gilt (siehe Kapitel 4.2).

heitsverbesserungen, zu identifizieren. Die aktualisierten WENRA Referenzlevel haben die Rolle der PSÜ gestärkt.

In den meisten WENRA-Ländern besteht ein mehr oder weniger direkter Zusammenhang zwischen Laufzeitverlängerung und Durchführung einer PSÜ. Allerdings ist es strittig, ob sich die PSÜ in Zusammenhang zur Laufzeitverlängerung von einer „normalen“ PSÜ unterscheidet. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Methodik und der Umfang gleich sind, aber einigen Themen (wie Alterung) größere Aufmerksamkeit gewidmet wird, so dass ein zusätzlicher Zeitbedarf für die Überprüfung durch die Aufsichtsbehörde benötigt wird. Sicherheitstechnisch erforderlich wäre, eine umfassende Sicherheitsüberprüfung **vor** der Laufzeitverlängerung und nach aktuellen Sicherheitsanforderungen durchzuführen. Das ist aber nicht immer der Fall.

### Unterschiede zwischen neuen und bestehenden Kernkraftwerken

Die unterschiedlichen WENRA-Richtlinien für neue und bereits bestehende Kernkraftwerke führen dazu, dass von neuen Reaktoren insgesamt ein höheres Sicherheitsniveau erwartet wird und neue Reaktoren dieses auch erfüllen müssen. Bestehende Reaktoren erreichen nicht in jeder Hinsicht das Sicherheitsniveau eines neuen Reaktors. In einer Pilotstudie zur Lebensdauerverlängerung von KKW wird das mögliche Vorgehen und der systematische Unterschied zwischen neuen und bestehenden Reaktoren für diesen Vergleich im Rahmen einer periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) verdeutlicht (siehe Abbildung 4) (WENRA 2011).

**Beispiel:** Zwar erfolgte für das KKW Dukovany 2013/2014 vor Lebensdauerverlängerung eine PSÜ, diese wurde aber noch nach altem Regelwerk durchgeführt (SUJB 2016).

Mit dieser Darstellung kann deutlich gemacht werden, welche Nachrüstungen vernünftigerweise machbar wären und welche technisch unmöglich sind.

Die WENRA Sicherheitsrichtlinien für bestehende Kernkraftwerke wurden ausgewertet ob und inwieweit sie auch in neuen Anlagen angewendet werden könnten (WENRA 2009). Es wurden dem Stand von 2009 entsprechend 295 Sicherheitsrichtlinien aus 18 Themenbereichen begutachtet.

Von den betrachteten 295 Sicherheitsrichtlinien für bestehende Reaktoren wären 193 Richtlinien (also 65%) in vollem Umfang auch für neue Reaktoren anwendbar und würden deren Sicherheitserwartungen entsprechen. Diese direkt übertragbaren Richtlinien fallen vor allem in die Themenbereiche Betriebsgrenzwerte, Maßnahmen im Notfallbetrieb und bei schweren Unfällen, probabilistische Sicherheitsanalyse und periodische Sicherheitsüberprüfung. In diesen Themen könnten alle oder fast alle Richtlinien für bestehende Reaktoren direkt für die Anwendung auf neue Reaktoren übertragen werden.

In den anderen Themenbereichen weisen viele Richtlinien klare Unterschiede auf und sind nicht direkt auf neue Reaktoren übertragbar. Insgesamt 56 Richtlinien (19%) für bestehende Anlagen sind zwar im Prinzip anwendbar auf neue Anlagen, aber es gibt eine höhere Erwartung an das Sicherheitsniveau in neuen Reaktoren, so dass sie angepasst werden müssten. Diese Unterschiede sind in fast jedem Themenbereich zu finden, vor allem aber beim Design.

Des Weiteren würden aus den Richtlinien für bestehende Reaktoren, 46 Richtlinien (16%) eine deutlich striktere Formulierung benötigen, um auf neue Reaktoren anwendbar zu werden. Dies ist der Fall, wenn die Sicherheitserwartung an neue Reaktoren deutlich höher ist als für bestehende Reaktoren. Diese Richtlinien sind vor allem in den zwei Themenbereichen Betrieb und Management zu finden.

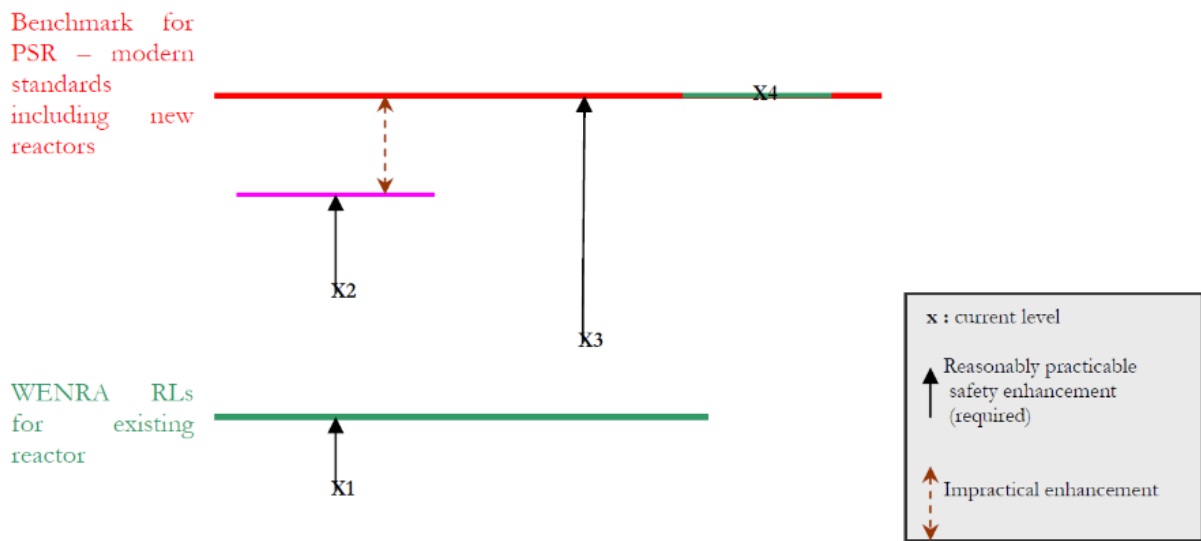


Abbildung 5: Die verschiedenen Sicherheitsniveaus von bestehenden und neuen Reaktoren nach den WENRA Sicherheitsrichtlinien. Die grüne Linie (unten) ist zu erwartende Sicherheitsniveau für bestehende Reaktoren; die rote Linie (oben) repräsentiert moderne, höhere Sicherheitsstandards, die von neuen Reaktoren erfüllt werden müssen. Für manche Sicherheitsaspekte gelten unterschiedliche Standards und beide Linien sind auf verschiedenen Höhen; für manche Aspekte gelten gleiche Standards und die Linien befinden sich auf gleicher Höhe. Der Fall X1 stellt einen bestehenden Reaktor dar, der Verbesserungen implementiert um auf das geforderte (grüne) Sicherheitsniveau zu kommen. X2 ist ein bestehender Reaktor der Maßnahmen zur Erhöhung des Sicherheitsniveaus durchführt, aber damit nicht das Niveau von neuen Anlagen erreichen kann. Entsprechende Maßnahmen wären unverhältnismäßig oder nicht durchführbar. X3 ist ein bestehender Reaktor, der durch nachträglich durchgeführte Maßnahmen die höheren Anforderungen erfüllen kann. X4 ist ein neuer Reaktor, der den modernen Anforderungen entspricht. (Quelle: WENRA (2011))

Außerdem wurden 15 Richtlinien identifiziert, die für neue Reaktoren notwendig wären, aber in den Richtlinien für bestehende Reaktoren überhaupt nicht enthalten sind. Ungefähr die Hälfte dieser fehlenden Richtlinien finden sich in den Themen Design und Instandhaltung, Betriebsprüfung und Funktionsprüfung.

Seit dieser Vergleichsstudie von 2009 ist im Jahr 2010 eine WENRA Stellungnahme zu den Sicherheitszielen für neue Kernkraftwerke veröffentlicht worden. Darin werden explizit die im Vergleich zu bestehenden Reaktoren veränderten und höheren Sicherheitsziele für neue Reaktoren genannt. Diese Ziele sollen während Design, Standortwahl, Konstruktion, Inbetriebnahme und Betrieb berücksichtigt werden.

Im Jahr 2014 sind überarbeitete Sicherheitsrichtlinien für bestehende Reaktoren erschienen, die Aktualisierungen und neue Sicherheitsrichtlinien enthalten, insbesondere den neuen Themenbereich Naturrisiken mit 19 Richtlinien speziell gegen die Gefahren von Elementarschäden (WENRA 2014). Entsprechende Sicherheitsrichtlinien für neue Reaktoren sind bisher nicht überarbeitet worden.

Die IAEA hat ein Regelwerk geschaffen, das Sicherheitsanforderungen nach Stand von Wissenschaft und Technik für AKW generell angibt. Allerdings wird eingeschränkt, dass die Umsetzung der Anforderungen bei Altanlagen nicht „vernünftigerweise machbar“ sein könnte. Altanlagen sollten daher, etwa im Rahmen der periodischen Sicherheitsüberprüfung, durch Vergleich der Anlage mit dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik Potentiale für Nachrüstungen identifizieren. Dies ist aber nicht gleichwertig zur Forderung, die Anforderungen sollen direkt an der Anlage umgesetzt werden und tatsächlich hält IAEA SSR 2/1 “Safety Re-

quirements – Design” fest, dass es sein könnte, dass Altanlagen die Anforderungen nicht erfüllen würden. In einer solchen Situation müssten die Mitgliedstaaten, also die nationalen Aufsichtsbehörden über das weitere Vorgehen entscheiden.<sup>49</sup> Es verbleibt, dass durch dieses Vorgehen bei Altanlagen ein niedrigeres Sicherheitsniveau gegenüber Neuanlagen als zulässig anerkannt werden könnte. Würden nämlich die bestehenden, alten Atomkraftwerke nach den Sicherheitszielen der neuen Anlagen bewertet werden, wäre eine Laufzeitverlängerung in den meisten Fällen nicht möglich. Aus sicherheitstechnischer Sicht ist diese Einschränkung der Anwendung der Sicherheitsstandards nicht erklärbar. Allerdings können IAEA Sicherheitsstandards nur im Konsens aller Mitgliedstaaten veröffentlicht werden und die Forderung nach strenger Anwendung der geltenden Anforderungen an alle Anlagen ist leider nicht konsensfähig. Es ist durch alle Beteiligten sicher zu stellen, dass das bereits erhöhte und sich weiterhin erhöhende Risiko durch den Weiterbetrieb alter Atomkraftwerke nicht hingenommen werden darf.

Die Bevölkerung und insbesondere die politischen Entscheider haben ein Recht darauf zu erfahren, welche Defizite ein altes KKW im Vergleich zu den aktuellen Sicherheitsanforderungen aufweist. Des Weiteren sollten sie Informationen erhalten, welche Nachrüstungen technisch möglich wären, aber aus wirtschaftlichen Gründen nicht erfolgen sollen. Diese wichtigen Entscheidungen sollten nicht allein bei der Aufsichtsbehörde verbleiben (siehe auch Kapitel 8).

#### **4.5. Umfassende Überprüfung der Genehmigung bei Laufzeitverlängerung**

Bei den ursprünglichen Betriebsgenehmigungen hatte man eine Laufzeit von 30 – 40 Jahren im Blick. Darüber hinaus wurde nicht geprüft und gewertet. Für diese Laufzeit wurden auch Lastwechselzahlen und der Neutronenfluss zur Berechnung der Sicherheitsreserven zu Grunde gelegt: also die Zahl der Lastwechsel von Druck und Temperatur und die Menge an Neutronenbestrahlung, die die unter Beanspruchung stehenden Materialien aushalten müssen. Unter genehmigungstechnischem Gesichtspunkt haben sich aber nicht nur die Materialien der druckführenden Umschließung des Reaktorkerns verändert, sondern auch viele andere Materialien bis in die Elektronik der Anlagensteuerung hinein. Die Sicherheitsreserven der Anlage haben sich mit dem Alter verringert. Zusätzlich haben sich die Maßstäbe der Sicherheitsüberprüfungen stark verändert. Heute werden auf Grund der vielen neuen Erkenntnisse zu möglichen Risiken deutlich höhere Anforderungen gestellt, die früher nicht üblich waren und die nun die alten Sicherheitskonzepte in Frage stellen.

Jede Behörde, die eine Laufzeitverlängerung gewähren will, müsste im Rahmen dieser technischen und rechtlichen Logik eine erneute Genehmigungsprüfung durchführen, die gerichtlich überprüfbar ist. Das bestehende formale rechtliche System entspricht diesen Anforderungen jedoch nicht. Die derzeit durchgeführten periodischen Sicherheitsüberprüfungen, die unter unklaren Sicherheitsmaßstäben und unter Ausschluss der Öffentlichkeit, intern vom Betreiber und von Gutachtern – häufig im Auftrag der Betreiber – alle zehn Jahre durchgeführt werden, können eine erneute umfassende Genehmigungsprüfung aufgrund der Alterung von Anlagen nicht ersetzen.

Entscheidungen zu Laufzeitverlängerungen sind gerichtlich derzeit nicht überprüfbar. Es müsste eine umfassende, ganzheitliche Prüfung nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erfolgen und eine Darlegung der Lücken, die selbst bei einer Nachrüstung gegenüber dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik bestehen bleiben sowie der entsprechenden Risiken. Kann die Sicherheit nicht unter Verwendung klarer Si-

<sup>49</sup>“The requirements established in the IAEA safety standards might not be fully met at some existing facilities that were built to earlier standards. The way in which IAEA safety standards are to be applied to such facilities is a decision for individual States.“

cherheitsmaßstäbe, unter Beteiligung der Öffentlichkeit und gerichtlich überprüfbar dargestellt werden, wäre die Genehmigung spätestens dann „verbraucht“. Dies wird besonders deutlich in Anbetracht der letzten 40 Jahre, d.h. die Zeit seit 1979, in der die drei großen Unfälle der zivilen Kernenergie passiert sind. Besonders große, sprunghafte Erkenntnisse und Verbesserungen in der nuklearen Sicherheitstechnik sind erzielt worden nach den Unfällen 1979 in Three Mile Island, 1986 in Tschernobyl und 2011 in Fukushima. Diese Erkenntnisse sind nicht ursprünglich in Kernkraftwerke mit einem Design von vor dieser Zeit eingeflossen und können auch nur begrenzt durch Nachrüstungen verwirklicht werden. Daher sollte eine Laufzeitverlängerung von alten Kernkraftwerken nicht auf den alten Genehmigungen basieren, sondern es sollte eine umfassende Genehmigungsprüfung im Abgleich mit dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik notwendig sein, um die Grundlage für einen sicheren Betrieb des Kernkraftwerks über die ursprüngliche Lebensdauer hinaus zu gewährleisten.

Insbesondere von den Betreibern wird zur Rechtfertigung des Weiterbetriebs ihrer Anlagen vorgebracht, die Sicherheit der alten Kernkraftwerke sei durch Nachrüstungen doch kontinuierlich verbessert worden. Nachrüstungen dienten in den meisten Fällen jedoch dazu, erst den Sicherheitszustand herzustellen, der bei der Genehmigung bereits vorausgesetzt war und sich durch die Alterung verschlechtert hat. Häufig wurden bereits Kernkraftwerke weiterbetrieben, obwohl die nach der Genehmigung vorausgesetzte Sicherheit nach neueren Erkenntnissen nicht mehr gegeben war, wie etwa das Beispiel des Kernkraftwerks Brunsbüttel zeigt.

## 5. Praktische Erfahrungen im Umgang mit dem Risiko gealterter Anlagen

In diesem Kapitel werden Erfahrungen mit der Laufzeitverlängerung bzw. mit der Nachrüstung von Kernkraftwerken vorgestellt. Die Beiträge gehen exemplarisch auf die Situation in verschiedenen Ländern und spezielle technische Aspekte ein.

### 5.1. Herausforderungen der Laufzeitverlängerung in den USA

Grundlage dieses Beitrags sind die Erfahrungen mit der Laufzeitverlängerung von US-Reaktoren. Anhand von Beispielen werden konkrete Maßnahmen und gleichzeitig die Grenzen von Nachrüstungen in alten Reaktoren beschrieben. Die generische Analyse der Problemstellung ist auf die Situation in Europa übertragbar. Eine zentrale Fragestellung ist, wie der Prozess der Laufzeitverlängerung zu gestalten ist, welches Sicherheitsniveau gemessen am Stand von Neuanlagen mit Nachrüstungen erreicht werden kann und welcher Stand verlangt werden müsste.

#### 5.1.1. Übersicht

Die Zukunft der Kernenergie in den Vereinigten Staaten hängt von der Laufzeitverlängerung<sup>50</sup> bestehender Anlagen ab, denn in den nächsten Jahrzehnten werden in den USA nur eine begrenzte Zahl neue Kernkraftwerke gebaut werden<sup>51</sup>. Angesichts einer der ältesten Reaktor-Flotten der Welt wird die US-amerikanische Atomindustrie in den nächsten Jahrzehnten einem erheblichen Rückgang bei der Erzeugung von Strom aus Kernenergie und einer deutlichen Überalterung ausgesetzt sein, es sei denn, die Betriebsgenehmigungen der Anlagen werden mehrmals verlängert, wie in Abbildung 5 dargestellt.<sup>52</sup> Steigende Kosten werden jedoch auch bei Laufzeitverlängerungen die dauerhafte Abschaltung einiger Anlagen beschleunigen.

Die Besorgnis über den Klimawandel hat den Betreibern von Kernkraftwerken jedoch ein starkes politisches Argument für den Weiterbetrieb der existierenden Reaktoren gegeben. Die Industrie nutzt diese konkurrierenden Faktoren dazu, die geltenden Sicherheitsbestimmungen unter Druck zu setzen, um die Sicherheitsanforderungen und die damit verbundenen Kosten zu reduzieren.

Allerdings bestehen erhebliche Fragen im Zusammenhang mit dem Prozess der Laufzeitverlängerung, insbesondere bei mehrfachen Laufzeitverlängerungen einer Anlage. Als Vorsitzender der U.S. Nuclear Regulatory Commission (US NRC) befasste sich Gregory Jaczko mit den Anfängen der politischen Debatte, als die Bran-

<sup>50</sup>Anmerkung des Editors. Im amerikanischen werden die Begriffe “license extension” und “relicensing” synonym verwendet. Dazu verwendet der Autor auch noch den Begriff der “lifetime extension”. Im Weiteren werden diese Begriffe mit Laufzeitverlängerung bezeichnet auch wenn damit die Bedeutung von „Genehmigung“ nicht mehr unmittelbar in der Übersetzung zu erkennen ist. Die Laufzeitverlängerung impliziert, dass in der Regel eine behördliche Genehmigung oder Zustimmung erforderlich ist (siehe auch Kapitel 4.3).

<sup>51</sup>Die Nuclear Regulatory Commission genehmigte 2012 vier neue Reaktoren. Die Eigentümer haben die Projekte für zwei dieser Reaktoren 2018 beendet. Die beiden anderen Projekte übersteigen derzeit ihr geplantes Budget für die Fertigstellung um über 10 Milliarden Dollar und ihren geplanten Betrieb um über vier Jahre. Anlagen, die auf neuen Konzepten, wie kleinen modularen Reaktoren basieren, werden erst in mindestens einem Jahrzehnt einsatzbereit und wirtschaftlich nicht wettbewerbsfähig sein.

<sup>52</sup>Das Atomgesetz, das das Gesetz über die Sicherheit von Kernkraftwerken ist, verpflichtet die NRC, Anlagen zunächst für vierzig Jahre zu genehmigen. Das Gesetz erlaubt es der NRC auch, die Lizenz in zwanzigjährigen Schritten zu verlängern, spezifiziert aber nicht den Prozess.

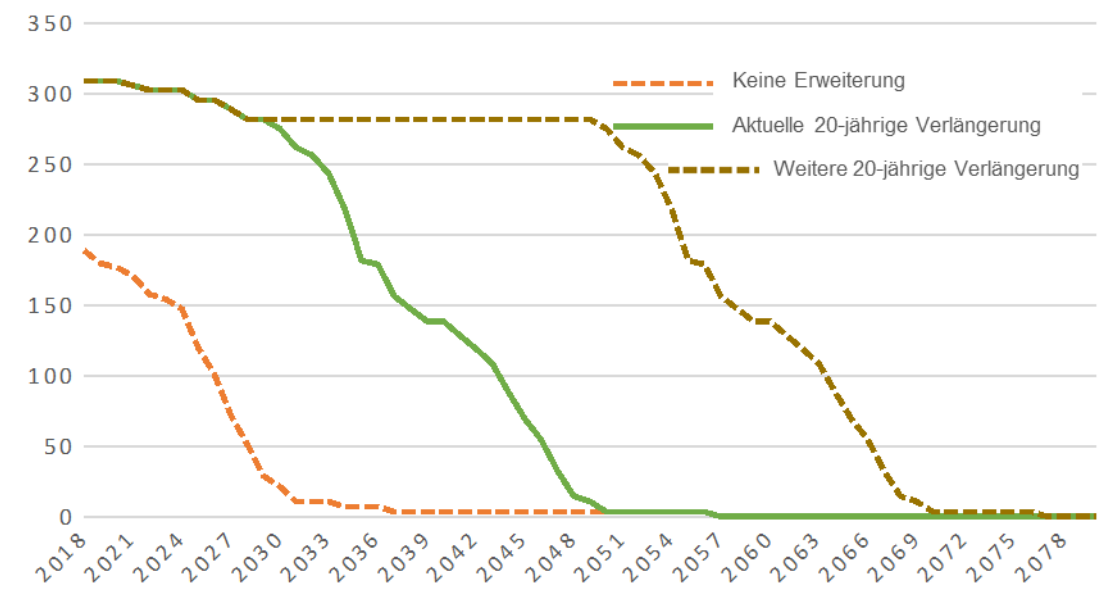


Abbildung 6: US-Reaktorkapazität pro Jahr für verschiedene Szenarien der Wiederlizenzierung (Quelle: Eigene Darstellung auf der Basis von IAEA PRIS (2019)).

che begann, die Notwendigkeit mehrerer Laufzeitverlängerungen in Erwägung zu ziehen, um die Industrie in den Vereinigten Staaten zu schützen. Nachfolgend schildert er die Schlüsselfragen im Zusammenhang mit dem US-amerikanischen Vorgehen, insbesondere im Hinblick auf eine zweite Laufzeitverlängerung.

### 5.1.2. Sicherheit durch Aufsicht

Die Vereinigten Staaten haben einen einzigartigen Ansatz für Laufzeitverlängerungen gewählt. Der Ansatz geht davon aus, dass die erforderliche Sicherheit eines laufenden Kernreaktors, der eine Laufzeitverlängerung anstrebt, durch die routinemäßigen Aufsichts- und Genehmigungsverfahren gewährleistet werden kann. Die Verlängerung der Genehmigung berücksichtigt lediglich neue Alterungseffekte an Hardwarekomponenten und führt Überwachungsprogramme ein, um diese neuen Effekte zu identifizieren und zu beheben, bevor sie Ereignisse mit Schäden verursachen können. Es ist keine vollständige neue (de novo) Sicherheitsüberprüfung für die Auslegung und den Betrieb der Anlage nach aktualisierten Sicherheitsnormen gefordert. Wie Gregory Jaczko als Vorsitzender wiederholt erläuterte, könnte die NRC in diesem Rahmen eine Anlage aus Sicherheitsgründen am selben Tag, an dem sie eine Laufzeitverlängerung erteilt, stilllegen, ein Sachverhalt, der einige Behördenvertreter und die Öffentlichkeit irritierte.

Nachdem eine Reihe von Kraftwerken die Überprüfung durchlaufen hatten, wurde die Laufzeitverlängerung in einem Standardprozess abgesegnet. Die Vereinfachung des Verfahrens führte dazu, dass fast alle Anlagen in den USA eine Genehmigung zur Laufzeitverlängerung erhielten. Darüber hinaus schuf sie einen Standardprozess mit minimaler öffentlicher Beteiligung und berücksichtigte daher selten den großen Zeit- und Überprüfungsaufwand einer förmlichen Anhörung. Für einige umstrittene oder schlecht funktionierende Kraftwerke gab es eine förmliche Anhörung zur Laufzeitverlängerung, aber diese Verfahren waren sehr eingeschränkt, da die Gegner einer Laufzeitverlängerung nur die Alterungsmanagementprogramme und nicht die Leistungsfähigkeit der Gesamtanlage in Frage stellen konnten.



Der aktuelle Prozess entwickelte sich in den 1990er Jahren in einer Zeit mit erheblichem wirtschaftlichem Druck auf die Kernkraftwerke und geringer Leistungsfähigkeit der Wirtschaft. Diese Faktoren verbunden mit einem aggressiven Vorgehen der Behörden bei der Laufzeitverlängerung überzeugten viele Atombefürworter davon, dass die Atomindustrie untergehen könnte. Auf politischen Druck des US-Kongresses wurden härtere Regeln für die Laufzeitverlängerung zugunsten des jetzigen eingeschränkten Überprüfungsprozesses gestrichen. Die damalige Situation spiegelt das aktuelle Umfeld wider, und ein ähnlicher Druck ist zu erwarten, um die ohnehin bereits abgeschwächten Regeln für die Laufzeitverlängerung zu lockern.

Während eine eingeschränkte Überprüfung für eine erste Laufzeitverlängerung noch akzeptabel sein könnte, ist ein solches Vorgehen für eine zweite Laufzeitverlängerung im Grunde nicht akzeptabel. Zu diesem Zeitpunkt wäre ein Kraftwerk, das eine neue Genehmigung ersucht, sechzig Jahre alt. Und das Design eben noch älter. Auch wenn einige Komponenten und Arbeitsabläufe in der Anlage modernisiert worden wären, wären die grundlegende Auslegung und die großen Bauteile und Strukturen zu Beginn einer zweiten Laufzeitverlängerung über sechzig Jahre alt und über achtzig Jahre alt an deren Ende, was eine Reihe wichtiger Fragen aufwirft: Sollen Reaktoren mit der Zeit sicherer werden, und wie? Wie kann eine Anlage modernisiert werden, wenn die Laufzeitverlängerung keine grundlegende Neuüberprüfung erfordert? In den folgenden Abschnitten wird auf diese Fragen eingegangen.

### 5.1.3. Sollen Reaktoren sicherer werden?

Die Öffentlichkeit, die Aufsichtsbehörden und sogar die Industrie glauben im Allgemeinen, dass die Sicherheit von Anlagen mit modernen analytischen Ansätzen, fortgeschrittenem Kenntnisstand und ausgereiften Designfunktionen verbessert werden kann. Als Reaktion auf Großereignisse haben die Kernkraftwerke in den USA schwerwiegende Mängel behoben. Der Three Mile Island Unfall offenbarte erhebliche Defizite in der Auslegung und dem Betrieb von Kernkraftwerken in den USA. Infolgedessen wurden viele Änderungen an den Anlagen durch die Ergänzung von Sicherheitssystemen, die Neugestaltung von Kontrollräumen und die Überarbeitung von Betriebsabläufen vorgenommen. Andere Sicherheitsprobleme führten zu anlagenspezifischen Modifikationen.

Trotz dieser Änderungen änderte sich jedoch das grundlegende Design der Anlagen nicht. Einige Siedewasserreakortypen (SWR-Typen) haben kleine Stahl-Sicherheitsbehälter, die bei einem schweren Störfall mit Überdruck beaufschlagt werden und wahrscheinlich versagen, wie die Fukushima-Katastrophe zeigte. Einige Druckwasserreaktoren sind auf komplexe und störanfällige Eiskondensatoren angewiesen, um den Druck während eines Unfalls zu kontrollieren. Eine sorgfältige Bewertung dieser Merkmale im Rahmen der Prüfung der Genehmigung einer Neuanlage würde wahrscheinlich zu einer Ablehnung führen, da diese grundlegenden Auslegungsmerkmale durch sicherere Konzepte ersetzt werden müssen. Neue Reaktordesigns sind einfach sicherer, aber in den USA wird wenig getan, um die Sicherheit der neuen Designs zu erreichen bzw. wenigstens anzustreben, da der Prozess der Laufzeitverlängerung die Berücksichtigung dieser Fragen verhindert. Das Ergebnis ist, dass fast alle Reaktoren in den Vereinigten Staaten, die noch in Jahrzehnten betrieben werden könnten, die Vorteile moderner Sicherheitskonzepte, wie passive Kühlsysteme oder Core-Catcher, nicht nutzen werden.

Der NRC-Ansatz ist so konzipiert, dass er immer fragwürdiger wird, gerade wenn die Anlagen bis zu sechzig Jahre lang und darüber hinaus betrieben werden. Außerdem steht dieser Ansatz im Widerspruch zu der Erwartung der Öffentlichkeit, die Sicherheit angesichts des technologischen Fortschritts zu erhöhen. Ohne eine verpflichtende Überprüfung bei der Laufzeitverlängerung werden diese Systeme jedoch, wenn überhaupt, erst nach einer Kosten-Nutzen-Analyse, der so genannten Back-Fit-Analyse, ersetzt werden. Der Austausch

von Systemen wie dem Containment ist einfach zu kostspielig, um den denkbaren Sicherheitsvorteil durch einen unwahrscheinlichen schweren Unfall zu rechtfertigen. Die offensichtliche Konsequenz aus dieser Situation ist, dass bestehende Anlagen in den Vereinigten Staaten mit der Zeit nicht sicherer werden. Wie oben erläutert, impliziert dies ebenfalls, dass das bestehende Sicherheitsniveau ausreichend sei, da ein Neulizenzierungsprozess die Sicherheit der Gesamtanlagenplanung auch nicht verbessern würde.

#### **5.1.4. Umgang mit den bei der Laufzeitverlängerung aufkommenden Sicherheitsproblemen**

Aufkommende Sicherheitsfragen könnten Anlagenmodifikationen während der Lebensdauer einer Anlage anstoßen, und die Laufzeitverlängerung sollte eine günstige Gelegenheit sein, in großem Umfang Schwachstellen in den Anlagen zu beheben. Neuartige Sicherheitsaspekte lassen sich in zwei grundlegende Kategorien einteilen: Anlagenmodifikationen bzw. Änderungen, die in einer Anlage nachgerüstet werden können, und Änderungen, bei denen dies nicht möglich ist. Für Änderungen, die nicht nachgerüstet werden können, bedeuten die eingeschränkten Überprüfungen im Rahmen der Laufzeitverlängerung, dass diese neuen Auslegungsmerkmale niemals in bestehende Anlagen integriert werden. Somit wird die Sicherheit, auch mit Merkmalen, die in einer neuen Anlage einfach zu verwirklichen wären, niemals erreicht. Das zugrunde liegende Sicherheitsproblem müsste so bedeutsam sein, dass eine Anlagenstilllegung erforderlich sein müsste, um überhaupt Folgen zu haben. Wie bereits erwähnt, liegt dem jedoch die Annahme zugrunde, dass die alten Konzepte sicher genug seien.

Bei Problemen, die durch Nachrüstung angegangen werden können, ist die Schwäche des Laufzeitverlängerungsprozesses noch deutlicher zu erkennen. Die einzige Möglichkeit wäre in diesem Fall eine Nachrüstung der Anlage auf Basis routinemäßiger Kontrollen und Sicherheitsüberprüfungen. Nach dem NRC-Regelwerk muss die NRC Änderungen verlangen, wenn ein auftretendes Problem die hinreichende Gewähr eines angemessenen Schutzes ("reasonable assurance of adequate protection") gemäß Regelwerk gefährdet. Andere sicherheitstechnische Verbesserungen, so genannte "safety enhancements", die dieses Kriterium nicht erfüllen, aber dennoch ein Fortschritt wären, können nur erreicht werden, wenn die Verbesserung einer Kosten-Nutzen-Abwägung, genannt "back-fit", standhält.

#### **Back-Fit (Nachrüstung) im Gegensatz zur umfassenden Neugenehmigung**

Der grundlegende Unterschied zwischen der Durchsetzung von Sicherheitsmaßnahmen mittels Nachrüstung oder einer vollständigen Überprüfung zur Neugenehmigung liegt in den Befugnissen der Behörde. Im Falle einer vollständigen Genehmigungsprüfung zur Laufzeitverlängerung ist die NRC befugt, Sicherheitsmaßnahmen einzuführen, ohne die Kosten für die Umsetzung oder die Durchführbarkeit in Betracht ziehen zu müssen. Bei der Neugenehmigung muss der Planer eine Anlage entwickeln, die unabhängig von den Kosten den Vorschriften entspricht. Wenn die Kosten zu hoch sind, wird niemand die Anlage bauen. Im Falle des back-fit müssen jedoch die Kosten für die Änderung durch den monetarisierten Sicherheitsgewinn begründet werden. In den meisten Fällen ist es äußerst schwierig geworden, diesen Test zu bestehen, da die Vorteile im Rahmen einer Risikobewertung betrachtet werden. Und das Risiko ist allgemein gering, da in den meisten Fällen die Wahrscheinlichkeit eines schweren Unfalls als sehr gering ausgewiesen wird (zu Kernschadenshäufigkeiten siehe Kapitel 5.2.3). Daher ist es nahezu unmöglich, Sicherheitsverbesserungen durch Nachrüstung durchzusetzen.

Eine „de novo“ Laufzeitverlängerung wäre jedoch durch diese Einschränkung nicht limitiert. Darüber hinaus ist es ohne eine vollständige Überprüfung des Sicherheitsnachweises für einen Reaktor nach modernen Sicherheitsstandards unwahrscheinlich, dass das NRC-Verfahren zur Laufzeitverlängerung jemals zu einer Ablehnung der Genehmigung führen würde. Das Argument ist einfach. Wenn es einen grundlegenden Fehler in Auslegung oder Betrieb gäbe, dann würde die Anlage im Rahmen des Aufsichtsverfahrens und der kontinuierlichen Sicherheitsüberprüfung der US-Kernkraftwerke abgeschaltet. Wenn es jedoch darum ginge, die Sicherheit von Anlagen zu verbessern, ist die vollständige Überprüfung zur Neugenehmigung eine Möglichkeit, die Sicherheit der Anlage zu verbessern, was eine back-fit-Analyse in den meisten Fällen nicht zulässt. Dies ist der grundlegende Unterschied zwischen der Prüfung der Laufzeitverlängerung im NRC-Stil und einem umfassenderen Genehmigungsverfahren. Falls sukzessive Laufzeitverlängerungen vorgenommen werden, könnte dies zu einem wichtigen Thema werden, da sich eine Anlage immer weiter von den modernsten Sicherheitskonzepten und Anwendungen entfernt.

### **Beispiel: Digitale Warten**

Ein Beispiel in den USA ist die Umstellung der Warten (Kontrollräume) der Reaktoren auf digitale Steuerungssysteme. Ob Sicherheitsverbesserung, Betriebseffizienz oder Wartung, digitale Steuerungssysteme bieten bessere Rahmenbedingungen als analoge Warten. Viele Steuerungssysteme sind Jahrzehnte alt und verwenden veraltete Bauteile. Dennoch hat keine der bestehenden Anlagen in den Vereinigten Staaten ihre Warten vollständig ersetzt. Stattdessen haben sie eine Mischung aus analogen und digitalen Systemen. Alle neu lizenzierten Reaktoren in den USA nutzen jedoch digitale Warten.

Eine naheliegende Gelegenheit, die Warte von analog auf digital umzustellen, wäre bei einer Laufzeitverlängerung gegeben. Die NRC könnte eine neue Regel einführen, die digitale Warten vorschreibt, aber diese Anforderung würde wahrscheinlich nicht hinreichend verpflichtend sein, solange bestehende Anlagen mit analogen Warten arbeiten. Die Umsetzung dieser Anforderung würde daher eine Kosten-Nutzen-Analyse erfordern. Die Kosten für eine komplette Umstellung der Warte würden höchstwahrscheinlich die denkbare Verringerung des Risikos durch ein digitales Steuerungssystem überwiegen, so dass eine solche Änderung als Nachrüstung kaum gefordert werden würde. Etwas so Selbstverständliches wie digitale Warten wird für Altanlagen nie gefordert werden. Es klingt unwahrscheinlich, aber es wäre der NRC nicht möglich, in Anlagen, die fast ein Jahrhundert lang betrieben werden, moderne digitale Kontrollräume zu verlangen.

#### **5.1.5. Schlussfolgerungen**

Das Verfahren zur Laufzeitverlängerung in den Vereinigten Staaten geht davon aus, dass die Aufsicht über die Anlagen sicherstellt, dass die Anlagen unabhängig vom Status der Genehmigung jederzeit sicher sind. Infolgedessen findet bei einer Laufzeitverlängerung von Anlagen keine umfassende anlagenspezifische Bewertung der Auslegung und der Betriebssicherheit statt. Dieses Vorgehen steht zwar im Einklang mit dem Ansatz der NRC, der eine kontinuierliche Überprüfung durch den Aufsichtsprozess vorsieht, wirft aber Fragen hinsichtlich der zukünftigen Sicherheit von Kernreaktoren im Vergleich zu neuen Anlagen oder Anlagen in anderen Ländern mit strengeren periodischen Sicherheitsüberprüfungen auf, insbesondere für Anlagen, die mehrere Laufzeitverlängerungen durchlaufen sollen. Da viele Sicherheitsverbesserungen in den USA nicht verlangt werden und nur bei einem Kosten-Nutzen-Test durchgesetzt werden können, werden bestehende Reaktoren jahrzehntelang eine veraltete Auslegung beibehalten. Beispielsweise kann bei der Laufzeitverlängerung nicht verlangt werden, analoge Warten durch digitale Warten zu ersetzen. Und das derzeitige Auf-

sichtssystem kann sie aus Kostengründen nicht verlangen. Da immer mehr Länder zu digitalen Systemen übergehen, wird die US-Industrie mit analogen Warten isoliert und veraltet sein.

Die Laufzeitverlängerung wäre ein naheliegender Anlass, um diese Upgrades zu verlangen, aber das bestehende System verhindert dies. Während dieser Zustand für die erste zwanzigjährige Verlängerung zwar bereits abzulehnen wäre, aber aus amerikanischer Sicht beherrschbar sein mag, wird es für eine zweite zwanzigjährige Verlängerung zu einer immer größer werdenden Herausforderung. Eine Anlage mit einer zusätzlichen Laufzeitverlängerung könnte bis zu 80 Jahre lang betrieben werden. Das bedeutet, dass die zugrunde liegende Technologie fast 100 Jahre alt sein wird. Das ist ein schlechter Ansatz für die Sicherheit.

## **5.2. Besondere technische Aspekte bei der Alterung von Kernkraftwerken**

### **5.2.1. Versprödung eines Reaktordruckbehälters**

Der Reaktordruckbehälter (RDB) ist als zentrale Komponente eines Kernkraftwerkes von sicherheitstechnisch herausragender Bedeutung. Ein Versagen des RDB führt zwangsläufig zu großen Freisetzungen radioaktiver Stoffe. Es gibt keine Sicherheitssysteme, die die Auswirkungen eines Versagens des RDB auf zulässige Freisetzungen begrenzen würden. Das Versagen muss deshalb „praktisch“ ausgeschlossen sein, d.h. die Versagenswahrscheinlichkeit muss unter einem zu definierenden gesellschaftlich akzeptierten Wert liegen.

Dementsprechend muss der Nachweis der strukturellen Integrität des RDB bis zum Ende der genehmigten Laufzeit geführt werden (Sprödbrechtsicherheitsnachweis – Pressurized Thermal Shock Analysis). Dazu werden mit Hilfe thermohydraulischer Codes für die schärfsten anzunehmenden Störfalltransienten, das zum Beispiel durch eine erforderliche Notkühlein speisung hervorgerufene Temperaturfeld in der Wand des Reaktordruckbehälters und die daraus resultierenden thermischen Spannungen berechnet und die entsprechenden Nachweise geführt. Unter Verwendung bruchmechanischer Methoden wird dann die auf einen hypothetischen oder real beobachteten Riss durch dieses Spannungsfeld erzeugte Beanspruchung (Lastpfad) berechnet. Die tatsächliche Bruchzähigkeit (Duktilität) des RDB-Materials muss im Vergleich mit dem berechneten Lastpfad immer höher sein, um ein unkontrolliertes Risswachstum als Folge der Belastung und damit ein Versagen des RDB auszuschließen.

Entsprechend dem Konzept der gestaffelten Sicherheit müssen als Auslegungsmerkmale der Basissicherheit hochwertige Werkstoffeigenschaften (insbesondere Zähigkeit), eine konservative Begrenzung der Spannung, die Gewährleistung der Anwendung optimierter Herstellungs- und Prüftechnologien, sowie die Kenntnis und Beurteilung ggf. vorliegender Fehlerzustände gewährleistet sein (z. B. KTA (2014)). Die wiederkehrenden Prüfungen sollen die Überwachung der Materialqualität ermöglichen. Dabei sind in den Regelwerken allerdings nur die Schweißnähte, die angrenzenden Wärmeeinflusszonen und wenige Zentimeter Grundwerkstoff für die wiederkehrenden Prüfungen vorgeschrieben.

Der Stahl des Reaktordruckbehälters ist wie jeder Werkstoff Alterungsprozessen unterworfen - dazu zählen thermomechanische Ermüdung, Korrosion und vor allem die Wirkung der während des Betriebs auf die Reaktorwand einfallenden Bestrahlung, hauptsächlich Neutronen (zur physischen Alterung siehe Kapitel 3.2.3). Diese Prozesse führen zu einer Beeinträchtigung der Festigkeitseigenschaften des Stahls, insbesondere der Bruchzähigkeit infolge von Neutronenversprödung. Die Strahlungswirkung auf die Bruchzähigkeit muss daher im Rahmen des Sprödbrechtsicherheitsnachweises berücksichtigt werden.

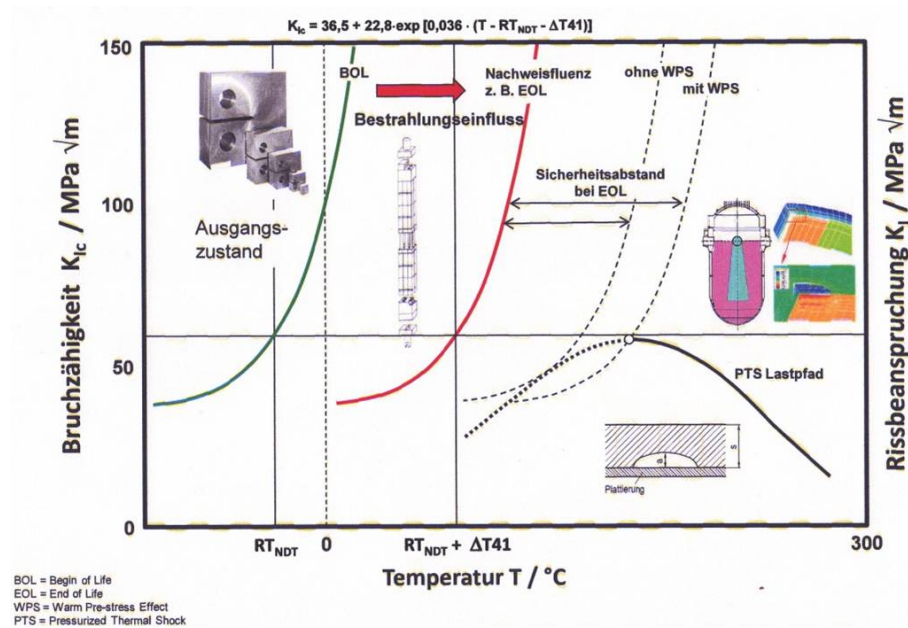


Abbildung 7: Sprödbrechtsicherheitsnachweis, Durch die Bestrahlung wird die Bruchzähigkeitskurve zu höheren Temperaturen verschoben. Der Stahl wird somit zäh. Relevant ist die Sprödbrechübergangstemperatur  $RT_{NDT}$  (Quelle: Schuller 2016).

Die jeweiligen nationalen Regelwerke enthalten sogenannte Trendkurven, die den Verlauf der Versprödung eines Stahls unter Berücksichtigung der spezifischen chemischen Zusammensetzung mit zunehmender Neutronendosis beschreiben. Die Trendkurven basieren auf einer Vielzahl von Bestrahlungsexperimenten an ähnlichen Stählen (IAEA 2007a). In den Reaktoren werden RDB-repräsentative Stahl-Proben, d.h. Werkstoffteile aus gleichen Chargen, mit gleicher Herstellungs- und Wärmebehandlungsgeschichte (üblicherweise Abschnitte aus dem Herstellungsprozess) während des Betriebs an Positionen, die im Vergleich zur Wand einem höheren Neutronenfluss ausgesetzt sind, bestrahlt und in bestimmten Zeitintervallen für eine zerstörende Prüfung entnommen, so dass die Strahlungswirkung „voreilend“ ermittelt werden kann. Mit diesen Voreilproben-Bestrahlungsprogrammen kann überprüft werden, ob die Trendkurven ausreichend konservativ sind.

Durch die Bestrahlung wird die Bruchzähigkeitskurve zu höheren Temperaturen verschoben (siehe Abbildung 6). Stahl ist bei tiefen Temperaturen (i.A. unter 0°C) spröde, bei hohen Temperaturen zäh. Der Übergang wird durch die sogenannte Sprödbrechübergangstemperatur  $RT_{NDT}$  charakterisiert, die aus der Messung der Kerbschlagzähigkeit (Charpy-Test) ermittelt wird.<sup>53</sup> Für den sicheren Betrieb muss nachgewiesen werden, dass der Materialzustand immer im zähen Bereich bleibt.

Das von der internationalen Standardisierungsorganisation ASTM vorgeschlagene Master-Curve-Verfahren (ASTM E1921) basiert auf der direkten Messung der Bruchzähigkeit und ermöglicht eine Reduzierung der Anzahl der erforderlichen Bestrahlungsproben. Die Korrelation zwischen  $RT_{NDT}$  (Charpy-Test) und der mittels Master-Curve-Verfahren ermittelten Übergangstemperatur<sup>54</sup>  $T_0$  wird z. B. in (IAEA 2005a), (Viehrig et al., 2007) beschrieben. Eine zuverlässige Aussage über  $T_0$  ist allerdings nur für homogenes Material möglich, daher ist ein spezifisches Auswertungsverfahren erforderlich (Wallin 2012).

<sup>53</sup>Temperatur, bei der Kerbschlagzähigkeit 41 J beträgt.

<sup>54</sup>Temperature, bei der die Bruchzähigkeit 100 MPa  $\cdot m^{1/2}$  beträgt.

Nach dem so genannten PTS-Screening Kriterium der amerikanischen Regulierungsbehörde (Nuclear Regulatory Commission – NRC) darf  $RT_{NDT}$  im Grundwerkstoff den Wert von  $132^{\circ}\text{C}$  und im Schweißgut den Wert von  $149^{\circ}\text{C}$  nicht überschreiten (US-NRC 2017).

Für die Bewertung der Sprödbruchsicherheit von WWER-Reaktoren wurde im Rahmen eines EU-Programms nach 2003 die VERLIFE Methodik basierend auf dem Russischen Regelwerk und harmonisiert mit den westlichen Regelwerken für Druckwasserreaktoren entwickelt (Brumovsky 2014) und ins Russische Regelwerk aufgenommen (IAEA 2005b).

Danach erfolgte eine Modernisierung des Regelwerks zur Sprödbruchsicherheit in WWER-Reaktoren zu IAEA-NULIFE-VERLIFE (Brumovsky 2012). In den Reaktorstählen der ersten Reaktorgeneration waren sowohl in den westlichen wie auch den WWER-Anlagen die Gehalte an Kupfer- und Phosphor relativ hoch, was zu einer starken strahlungsbedingten Versprödung führte (Brumovský 2018, 22-23). Hohe Nickelgehalte im RDB-Stahl der WWER-1000 ließen trotz der reduzierten Kupfer- und Phosphor-Gehalte eine hohe Versprödung erwarten, die sich aber nicht bestätigte, was auf den offenbar synergistisch wirkenden Mn-Gehalt zurückgeführt wurde. Der Effekt von Kohlenstoff ist nach (Brumovský 2018, 53-59) unterschätzt und nicht geklärt und findet nach wie vor keine Berücksichtigung in den Trendkurven. In IAEA-NULIFE-VERLIFE wurden neue Trendkurven integriert, die den Ni-, Mn- und Si-Gehalt berücksichtigen. Zur Reduzierung der Neutronenversprödung wurden low-leakage-Kernanordnungen zur Reduzierung des Neutronenflusses sowie das Aufwärmen des Notkühlwassers eingeführt, um den Thermoschocks an der RDB-Wand im Fall der Notkühleinpeisung abzumildern. (Katona 2011).

Nach wie vor ist nicht bewiesen, ob die Annahme tatsächlich richtig ist, dass anhand von Voreilproben auf die reale Versprödung in der RDB-Wand geschlossen werden kann. Bisher wurden – soweit den Autoren bekannt ist<sup>55</sup> – nur Proben aus den Reaktordruckbehältern des stillgelegten KKW Greifswald (WWER-440) entnommen. Auf diese Weise konnten der Verlauf der Versprödung in der RDB-Wand und die tatsächlich erreichte Reduzierung der Versprödung durch thermisches Temperaturbehandlung (Glühen) des RDB nachgewiesen werden (Schuhknecht et al. 2009, Viehrig et al. 2018). Durch eine Beprobung der RDB stillgelegter KKW könnten wertvolle Hinweise für die Gültigkeit derzeitiger Annahmen der Sprödbruchsicherheitsnachweise erhalten werden. Dies wäre insbesondere in Hinblick auf die Laufzeitverlängerung alter Anlagen von Bedeutung (Tweer 2017).

### 5.2.2. In Vessel Retention - Besonderheiten bei Reaktoren des Typs WWER 440

Die derzeit im Betrieb befindlichen Druck- und Siedewasserreaktoren gehören zur Generation II von Kernreaktoren, die in den 1960-1970er Jahren konzipiert wurden<sup>56</sup>. Zu ihnen zählen auch die russischen Druckwasserreaktoren vom Typ WWER 440/213 wie sie in Dukovany (Tschechien), Bohunice und Mochovce (Slowakei) und Paks (Ungarn) in Betrieb sind (siehe auch Kapitel 6.4.2 und ).

Für all diese Kernreaktoren wurde bei der ursprünglichen Auslegung angenommen, dass neben dem normalen Betrieb auch Störfälle auftreten können, für welche Sicherheitssysteme zur Beherrschung derselben vorzusehen waren, – auch bei Störfällen infolge Lecks mit Kühlmittelverlust.

Die technische Beherrschbarkeit der Störfälle, sowie der Erhalt der Integrität und Kühlbarkeit des Reaktorkernes und der entsprechenden Barrieren zur Vermeidung unkontrollierten Austritts von Radioaktivität in die Umwelt standen dabei im Vordergrund. Die Verfügbarkeit von ausreichend Kühlmittel zur Wärmeabfuhr

<sup>55</sup>Möglicherweise gab es auch eine Entnahme im KKW Rovno.

<sup>56</sup>Aktuell in Betrieb genommene Anlagen sind bereits der Generation III zuzuordnen.



im Reaktorkern und Strom zum Betrieb von Pumpen für die Umwälzung von Kühlmittel war Auslegungsgrundlage und wurde insofern immer als gegeben vorausgesetzt.

Durch die schweren Unfälle mit Kernschmelze in Three Mile Island (TMI, USA 1979) und Tschernobyl (1986, USSR) stellte sich jedoch die Begrenztheit des ursprünglichen Auslegungskonzeptes für Kernreaktoren bezüglich der Beherrschung von Störfällen heraus (siehe auch Kapitel 3.3). Das Auslegungskonzept musste in Bezug auf schwere Unfälle erweitert werden. Auch ein Totalausfall von Strom und Kühlmittel, wie er bei einem schweren Unfall auftreten kann (Fukushima), war im Rahmen der ursprünglichen Auslegung als äußerst unwahrscheinlich angesehen worden und daher damals nicht in Betracht zu ziehen.

Die Rückhaltung einer Kernschmelze im Reaktordruckbehälter (In Vessel Retention, IVR) wurde als eines der wichtigsten Konzepte bezüglich anzustrebender und somit nachzurüstender Maßnahmen (Severe Accident Management, SAM) für die im Betrieb befindlichen Kernreaktoren angesehen, da man sich damit geringere radioaktive Emissionen und eine geringere Kontaminierung innerhalb des Containments aber auch außerhalb erwartete.

Ziel der In Vessel Retention ist es, durch rechtzeitiges Füllen des Reaktorschachtes<sup>57</sup> mit Kühlwasser den Reaktordruckbehälter im unteren Bereich von außen zu kühlen, da sich dort vermutlich die Kernschmelze innerhalb des RDB ansammeln wird. Eine ausreichende Kühlung würde so ein komplettes Durchschmelzen der RDB Wand in diesem thermisch und mechanisch höchstbelasteten Bereich verhindern. Es bliebe eine noch ausreichende Restwandstärke des RDB mit ausreichender Widerstandsfähigkeit und damit die letzte Barriere gegen Austritt von radioaktivem Material in das Confinement und eine Rückhaltung der Kernschmelze im RDB erhalten.

Dieses IVR-Konzept wurde erstmalig 1995 im finnischen Kernkraftwerk Loviisa mit seinen beiden WWER 440 Reaktorblöcken als eine innovative SAM Maßnahme vorgesehen und implementiert (Kymäläinen et al. 1997, S 109-130). Das IVR-Konzept ist seither auch in anderen Reaktorblöcken vom Typ WWER 440 implementiert worden, etwa Mochovce, Bohunice, Dukovany und Paks. Es wurde auch für zukünftige Leichtwasserreaktoren vorgeschlagen (Fichot et al. 2016).

Die Durchführbarkeit des IVR-Konzeptes und damit der Erfolg dieser SAM-Maßnahme hängen von mehreren Kriterien ab, wie rechtzeitiger Druckentlastung des RDB, der rechtzeitigen Flutung des Reaktorschachtes, der ausreichenden Kühlbarkeit der RDB-Wand von außen, vom ausreichenden Querschnitt für die Abströmung des dabei produzierten Dampfes und einer ausreichenden Abkühlung und Kondensation des Dampfes.

„Das IVR SAM-Konzept kann aber nur dann als erfolgversprechend und robust angesehen werden, wenn nachweisbar ist, dass“ - einerseits alle obigen Kriterien erfüllt und andererseits „an allen Stellen der Wand des RDB der Wärmestrom aus der Schmelze des Reaktorkernes und den geschmolzenen Metallen durch die RDB-Wand an das Kühlwasser mit genügendem Sicherheitsabstand niedriger ist, als der maximale Wärmestrom bei Blasensieden (kritische Wärmestromdichte).“ (Fichot et al. 2016, Seite 4/23)

Die kritische Wärmestromdichte wurde an 2D Testmodellen mit elektrischer Beheizung für ein RDB Segment mit Hilfe von stationären Experimenten ermittelt (Fichot et al. 2016, Seite 5/23, Elter und Matejovic 2007; Matejovic et al. 2016). Dieser Wert beträgt im Mittel 1,5 MW/m<sup>2</sup>.

Für die WWER 440 Reaktoren in Europa, ursprünglich mit einer elektrischen Leistung von je 440 MW<sub>el</sub>, wird bei Anwendung der IVR Strategie auf Basis dieser Experimente für den stationären (zeitlich unverän-

<sup>57</sup> „Reaktorschacht“ ist eine Übersetzung aus dem Russischen und bezeichnet in diesem Zusammenhang den Raum, in dem sich der Reaktordruckbehälter befindet, oft auch Reaktorgrube.



derlichen) Fall eine maximale Wärmestromdichte an der Außenseite des RDB in der Höhe von 0,2 bis 0,5 MW/m<sup>2</sup> erwartet, einem rechnerischen Wert mit offenbar ausreichendem Sicherheitsabstand zur kritischen Wärmestromdichte von 1,5 MW/m<sup>2</sup>. Für transiente (zeitlich veränderliche) Vorgänge ergaben diese Experimente keinen Wert, da sie dafür nicht konzipiert worden waren.

Wie die Berechnungen für Druckwasserreaktoren mit einer höheren elektrischen Leistung von 1300 MW<sub>el</sub> mit dem ASTEC Code jedoch zeigen (Fichot et al. 2016), kann sich dieser Wert für den transienten Fall und vorgegebenen Randbedingungen gegenüber dem stationären rechnerisch ermittelten Wert deutlich erhöhen. Im konkreten Fall führt dies bis zu einer Verdoppelung der maximalen Wärmestromdichte. Dieses Ergebnis macht deutlich, dass transiente Zustände, wie sie in der Realität auftreten werden, offenbar bei der Ermittlung der thermo-mechanischen Beanspruchung der RDB Wand einen erwartungsgemäß gravierenderen Einfluss haben, als stationäre und daher erstere limitierend für die RDB Integrität und Festigkeit sein können.

Für die WWER 440 Kernreaktoren wird auf Basis von Berechnungen mit dem ASTEC Code ausgegangen (Fichot et al. 2016), dass auch die auftretende maximale Wärmestromdichte im transienten Fall an der Außenseite der RDB Wand erhöht ist, aber deutlich unterhalb der kritischen Wärmestromdichte liegen wird und daher für die Kühlung des RDB und für den Erhalt einer tragfähigen Restwandstärke zur Rückhaltung der Kernschmelze im RDB ausreichend sein könnte.

Die bisherigen Experimente im Modellmaßstab (Fichot et al. 2016, Elter und Matejovic 2007 und Matejovic et al. 2016) sowie ihre entsprechenden Berechnungen mit dem ASTEC Code, mit seinen thermo-mechanischen Simulationsmodellen für die Werkstoff- und Materialfestigkeit und deren Schmelzverhalten, lassen positive Ergebnisse beim Einsatz der IVR Maßnahme bei einem schweren Unfall eines WWER 440 mit Kernschmelze erwarten. Es verbleiben jedoch genug Unsicherheiten, Unwägbarkeiten sowie Wissenslücken bezüglich der Komplexität einer Kernschmelze in einem RDB und auch bezüglich einzelner Prozessabläufe, welche das Rechenergebnis noch in eine negative Richtung beeinflussen können (Asmolov et al. 2002, Sehgal 2014, Fichot et al. 2016, Seiten 19 und 23).

Ebenso muss festgehalten werden, dass es sich bei der Implementierung des IVR Konzeptes am WWER 440/213 um eine nachträgliche Maßnahme handelt. In einer bestehenden Anlage mit vorgegebenen geometrischen Abmessungen und Strukturen, kommt es bei Nachrüstungen zu Kompromissen und Begrenzungen, da sie nicht von vornherein für nachfolgende Implementierungen vorgesehen worden war. Das heißt im konkreten Fall, dass die Weite des Ringspalts um den RDB (etwa 2 bis 3 cm) und der Abströmquerschnitt für den Dampf im Bereich der Stutzen - beide u. a. ausschlaggebend für Erfolg oder Misserfolg der SAM-Maßnahme - zu gering für eine verlässliche und ausreichende Kühlung sind. Asymmetrien in der Ausdehnung der RDB Wand durch asymmetrische Wärmebeaufschlagung der RDB Wand im Inneren sind zu erwarten und können zu Kühlblockaden und demzufolge zu RDB Versagen mit gravierenden, nicht beherrschbaren Folgen führen.

Außerdem gibt es derzeit noch keine Untersuchungsergebnisse zum Management der Rückhaltung von Kernschmelze im RDB über einen längeren Zeitraum (bis zu Tagen) - eine Situation, die aber tatsächlich auftreten kann, da es sich beim IVR um einen Prozess handelt, bei dem beachtliche thermische Speichermassen mit großem Wärmeeinhalt im Spiel sind. Deren Wärme kann infolge der thermischen Trägheit weder schlagartig noch kurzfristig, ohne negative Auswirkungen auf die Strukturintegrität des RDB, an das Kühlmittel abgeführt werden.

Zusammenfassend muss also festgestellt werden: Ein Erfolg des IVR-Management Konzeptes in einem Fall mit Kernschmelze lässt sich nicht mit Sicherheit voraussagen, auch nicht für die WWER 440/213 Anlagen. Die Komplexität der unterschiedlichsten thermo-chemischen-mechanischen-hydraulischen Prozesse beim Kernschmelzunfall und die vorhandenen diesbezüglichen Wissenslücken und Unwägbarkeiten lassen dies

nicht zu. Wie schwierig die adäquate Erstellung eines Modells eines Kernschmelzunfalls ist wird bei den Nachrechnungen der Kernschmelzunfälle in Fukushima mit verschiedenen verfügbaren Codes im Rahmen eines NEA Projektes (NEA/CSNI/R 2015) besonders deutlich:

*“The main physical modeling uncertainties are the RCS failure mechanism at high core temperatures (e. g. penetration failure or creep rupture), computation of the debris surface area once the core changes configuration, creation of possible paths for the debris to move from the core region to the lower head through the core lower structures and core plate, failure mechanisms of the lower head and mechanisms for leak / failure of the containment system.”*

Basierend auf Modellversuchen haben sich zwar alle WWER 440 Betreiber - in der Hoffnung auf Erfolg - auf IVR als SAM Maßnahme geeinigt. Es fehlen jedoch entsprechende Tests mit einer realen Kernschmelze an einem Versuchsstand mit einem größeren Maßstab als die bisherigen, so dass damit eine adäquatere Validierung der zur Analyse eingesetzten Rechencodes herangezogen werden könnten. Dies wäre natürlich in der Umsetzung schwierig und entsprechend kostspielig.

### 5.2.3. Auswertung von Nachrüstungsprojekten auf die Kernschadenshäufigkeit

Zur Quantifizierung des Risikos von Reaktoren wird vielfach eine Analyse der sogenannten Kernschadenshäufigkeit (Core Damage Frequency, CDF) verwendet. Diese wird im Rahmen von probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA) ermittelt. Die Ergebnisse dieser probabilistischen Sicherheitsanalysen und die Kernschadenshäufigkeiten, welche sich daraus ergeben sind meist sehr kleine Zahlen. Diese ergeben sich aus der angewandten Methode und müssen mit Vorsicht interpretiert werden. Die US-amerikanische Regulierungsbehörde NRC (Nuclear Regulatory Commission) weist beim Umgang und der Interpretation der sehr niedrigen Werte speziell auf die methodischen Unsicherheiten, bzw. Unabwägbarkeiten hin:

*“By designing two-fold redundancy into our restricted system [atoms] we could reduce event probabilities there to the order of  $(10^{-3}) \cdot (10^{-3}) = 10^{-6}$  but then the probabilities of events that we are ignoring become overriding, and we are suffering under the delusion that our system is two orders of magnitude safer or more reliable than it actually is. When due consideration is not devoted to matters such as this, the naive reliability calculator will often produce such absurd numbers as  $10^{-16}$  or  $10^{-18}$ . The low numbers simply say that the system is not going to fail by the ways considered but instead is going to fail at a much higher probability in a way not considered.”*

Man kann festhalten, dass die quantitativen Aussagen ein guter Indikator für das spezielle System sein können. Die Wahrscheinlichkeit eines Systemversagens, das nicht geplant bzw. analysiert wurde, kann nach US NRC aber sehr viel höher als die quantitativen Aussagen der probabilistischen Sicherheitsanalyse sein. Diese methodische Schwäche muss bekannt sein, wenn Werte zur Kernschadenshäufigkeit analysiert und verglichen werden. Des Weiteren muss kritisch hinterfragt werden, in wie weit vor diesem Hintergrund der Begriff Wahrscheinlichkeit geeignet ist, oder ob die Ergebnisse der probabilistischen Sicherheitsanalysen und der Kernschadenshäufigkeiten nicht besser als Risikokennzahlen definiert werden sollten.

Mit dem Wissen um die methodischen Schwächen der PSA und der CDF werden nun die Sicherheitsziele der IAEA näher dargestellt. Im Sicherheitsleitfaden “Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants 75-INSAG-3 Rev. 1” aus dem Jahr 1999 wird bei den technischen Sicherheitszielen festgehalten, dass die Wahrscheinlichkeit eines Unfalls mit Kernschaden bei Kernkraftwerken im Betrieb kleiner als  $10^{-4}$  pro Jahr sein soll (IAEA 1999a). Die Anwendung aller Sicherheitsrichtlinien muss dazu führen, dass neue Kernkraftwerke die Wahrscheinlichkeit eines Unfalls mit Kernschaden auf unter  $10^{-5}$  pro Jahr bringen müssen. In “Considerations on the Application of the IAEA Safety Requirements for the Design of Nuclear Power Plants” aus dem Jahr 2016

wird detaillierter beschrieben, welche Anlagenzustände neuer Kernkraftwerke welche Wahrscheinlichkeiten haben sollten (IAEA 2016a).

Für neue Kernkraftwerke werden als nicht verbindliche Richtwerte (Orientierungswerte) für Ereignisse oder Anlagenzustände die folgenden Werte genannt und den jeweiligen Sicherheitsebenen des gestaffelten Sicherheitssystems (siehe Defence-in-Depth Konzept) zugeordnet:

- Erwartete Störungen (Anticipated operational occurrences) sollen eine Wahrscheinlichkeit von unter  $10^{-2}$  pro Jahr haben.
- Auslegungsstörfälle (Design Basis Accidents) sollen eine Wahrscheinlichkeit von  $10^{-2}$  bis  $10^{-6}$  pro Jahr haben.
- Auslegungsüberschreitende Störfälle (Design Extension Conditions) ohne signifikanten Kernschaden sollen eine Wahrscheinlichkeit von  $10^{-4}$  bis  $10^{-6}$  pro Jahr haben.
- Design Extension Conditions mit Kernschmelze sollen eine Wahrscheinlichkeit von unter  $10^{-6}$  pro Jahr haben (IAEA2016a).

Diese Werte sind indikativ. Nationale Regulierungen können andere Werte vorgeben, aber auf internationaler Ebene können diese als kleinster gemeinsamer Nenner zusammengefasst werden. Die vorhergesagte Wahrscheinlichkeit von Unfällen hängt sehr oft von den zugrundeliegenden Berechnungsmethoden ab.

Zu den Kernschadenshäufigkeiten muss festgehalten werden, dass sich Kernschadenshäufigkeiten nicht gut vergleichen lassen, da der Umfang der Analysen von Kraftwerk zu Kraftwerk – selbst im selben Land – variieren kann. Hinzu kommen die inhärenten Unsicherheiten der Methode. Der Vergleich der errechneten Kernschadenshäufigkeit eines einzelnen Kraftwerks über einen gewissen Zeitraum ist oft aussagefähiger als der Quervergleich mit anderen Kraftwerken. Wobei sich die Methode und die untersuchten Gegenstände im Laufe der Zeit verändern können und die Gewichtung und die Versagenshäufigkeiten infolge von neuen Erkenntnissen angepasst werden.

Exemplarisch werden im Folgenden drei Kernkraftwerke und die Entwicklung der Kernschadenshäufigkeit über einen Zeitraum von über 10 Jahren dargestellt. Es handelt sich um Beznau, Temelin und Dukovany. Die Wahl ist auf diese drei Kraftwerke gefallen, da über diese die besten frei verfügbaren Daten publiziert wurden.

Die Berechnungen zur Kernschadenshäufigkeit der jeweiligen Kraftwerke über die dargestellten Zeiträume ergeben, dass die Kernschadenshäufigkeiten – also die Risikokennzahlen - über die Zeit abgenommen haben. Das ergibt sich vor allem aufgrund von Nachrüstmaßnahmen an den jeweiligen Standorten. Kurzzeitige gegenläufige Entwicklungen lassen sich mit Änderungen in der Methode der probabilistischen Sicherheitsanalyse erklären, bzw. mit der Neubewertung von Versagenswahrscheinlichkeiten diverser Komponenten. Allgemein lässt sich sagen, dass Nachrüstungsmaßnahmen einen positiven Effekt für die Sicherheit haben können – vor allem, wenn im Zuge der Nachrüstungen bekannte Schwachstellen so gut wie möglich verkleinert wurden, z. B. durch Erhöhung des Redundanzgrades von Sicherheitssystemen.

Eine weitere potenzielle Unsicherheit in der PSA und damit in der CDF verdeutlicht die Badewannenkurve (Abbildung 2). Es handelt sich hierbei um die Darstellung der unterschiedlichen Versagensraten in einem Alterungsprozess. In der ersten Phase ist die Ausfallrate durch Frühausfälle zu Beginn der Lebenszeit noch hoch. In der zweiten Phase bleibt Ausfallrate der Komponente über einen langen Zeitraum konstant, es kommt zu Zufallsausfällen. In der letzten Phase kommen Alterungseffekte vermehrt zum Tragen, die Ausfallrate steigt wieder.

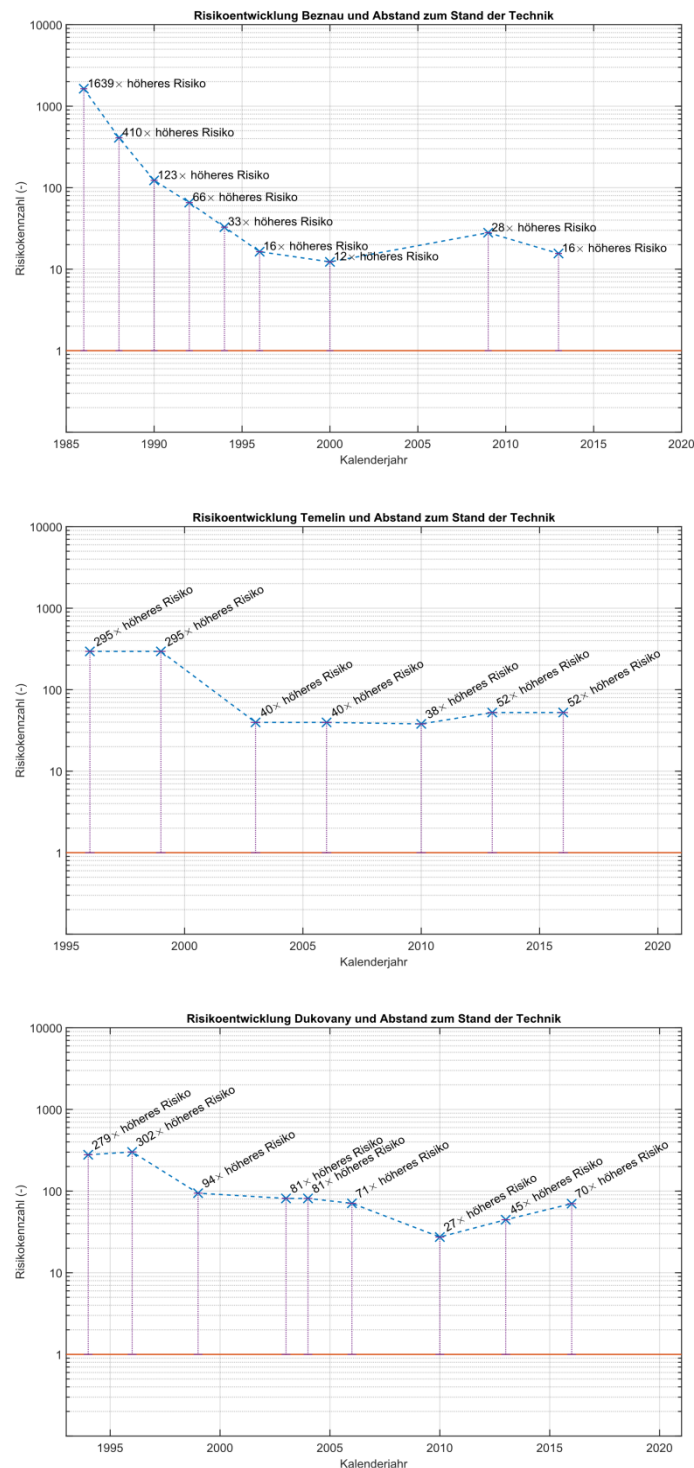


Abbildung 8: Risikoentwicklung ausgewählter Kernkraftwerke über deren Laufzeit. Die Risikokennzahl als Maßstab für die Kernschadenshäufigkeit gibt den Abstand zum gegenwärtigen Stand der Technik wie er in neuen Kernkraftwerken zu erwarten wäre (rote Linie). Verringerungen des Risikos sind auf Nachrüstmaßnahmen zurückzuführen; Erhöhungen des Risikos auf Alterungserscheinungen (Eigene Darstellung auf Basis von HSK (2004), Nef (2007), Pistner und Mohr (2017), Puglia et al. (1994), SUJB (2004, 2007, 2010, 2011, 2013)).

De facto müsste in einer lebenden PSA (living PSA)<sup>58</sup> jede einzelne Komponente danach beurteilt werden, wie alt sie gerade ist und welche Ausfallrate sich daraus ergibt. Zumeist wird allerdings, der Einfachheit halber, die zweite Phase (Zufallsausfälle) als Grundlage der Berechnung verwendet. Daraus ergibt sich, dass die Ausfallrate als zu gering eingestuft werden kann, was sich wiederum auf die Kernschadenshäufigkeit auswirkt.

### **5.3. Ökonomische und politische Rahmenbedingungen von Laufzeitverlängerungen**

Das Problem der Alterung von Kernkraftwerken wird nicht nur durch technische Aspekte bestimmt, sondern auch durch ökonomische und politische Rahmenbedingungen, unter denen sich die Kernenergieindustrie heute befindet.

Durch anhaltend niedrige Rohstoffpreise, stetige Entwicklung von erneuerbaren Energien und der geforderten Weiterentwicklung von Sicherheitstechnik ist der Neubau von Kernkraftwerken zu teuer geworden. Neue Kraftwerke werden kaum noch gebaut, da sich ein Neubau finanziell nicht rentieren würde. Andererseits sind auch die Stilllegung, der Abbau und die Entsorgung von bestehenden Kernkraftwerken sehr langwierig und teuer – besonders da während dieser Zeit keine finanziellen Einnahmen generiert werden.

Da eine alternative und profitable Energieversorgungsstruktur nicht frühzeitig aufgebaut wurde, scheint die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken als das kleinere Übel – falls die Nachrüstungskosten nicht zu hoch werden. Die Betreiberfirmen geraten schon durch die Entsorgung der hoch-radioaktiven Abfälle und Stilllegung alter Kernkraftwerke in wirtschaftliche Bedrängnis. Energieversorger, die in ihrer wirtschaftlichen Existenz bedroht sind, sind besonders gefährlich für Volkswirtschaften, die von der Kernenergie abhängig sind. Wie schon ähnlich bei der Rettung von volkswirtschaftlich relevanten Unternehmen und Industrien geschehen, drohen hier dem Staat und dem Steuerzahler die nuklearen Entsorgungskosten aufgebürdet zu werden. Daher ergibt sich für Länder mit Kernenergie, und die den Ausstieg nicht rechtzeitig vorbereitet haben, das politische Ziel den Zusammenbruch der Kernenergieindustrie möglichst weit hinauszuschieben und die entstehenden Kosten zu beschränken.

Die hohen und immer höher werdenden Anforderungen an die Sicherheit und Nachrüstungen und die Vorsorge für kommende Entsorgungskosten können den Betrieb von Kernkraftwerken nicht mehr profitabel werden lassen. Daher haben Betreiber verstärkt das Ziel bei den Nachrüstungen zu sparen. Durch die drohende Haftung des Staates im Falle einer Insolvenz findet dieses Ziel auch Anklang beim Staat und den staatlichen Aufsichtsbehörden, die für die Aufsicht über die Sicherheit zuständig sind.

Da es in der Vergangenheit immer wieder zu Betrug kam und es auch immer wieder zu Interessenskonflikten kommt, müsste die eigentlich vorgesehene Rolle der Aufsichtsbehörden als unabhängige, qualifizierte, staatliche Instanz durch eine öffentliche, zivilgesellschaftliche Kontrolle unterstützt werden, um Missständen entgegenzuwirken (siehe Kapitel 8).

<sup>58</sup>Gemeint ist eine Sicherheitsprüfung, die laufend geführt wird und nicht nur in regelmäßigen Abständen von typischerweise 10 Jahren.

## 6. Laufzeitverlängerung russischer WWER-Anlagen

Die WWER-Anlagen (Water moderated Water Cooled Energy Reactor; auch als WWER bezeichnet) sind das russische Äquivalent der westlichen Druckwasserreaktoren (DWR). Insgesamt 51 WWER-Reaktoren werden in sieben europäischen Ländern betrieben (einschließlich Russland und Ukraine, Armenien nicht eingeschlossen). Die ursprünglich vorgesehene Lebensdauer beträgt 30 Jahre.

Der nachfolgende Text geht auf die 15 Reaktorblöcke vom Typ WWER-1000 und die 19 Reaktorblöcke vom Typ WWER-440 ein, die bereits über die ursprünglich geplante Laufzeit von 30 Jahren hinaus in Betrieb sind. Als Quellen dienten, außer anders angegeben, die Nationale Berichte zum Übereinkommen über nukleare Sicherheit (IAEA CONS 2016), Antworten auf die nationalen Berichte zum Übereinkommen über nukleare Sicherheit (IAEA CONS 2017), Länderberichte der World Nuclear Association (WNA 2019), die IAEA Reaktordatenbank (IAEA PRIS 2019) und die Länderprofile der IAEA (2019).

### 6.1. Überblick über den Status und Risiken der Laufzeitverlängerung russischer WWER Reaktoren

Dieser Beitrag gibt einen Überblick über die Erfahrungen mit den WWER-Reaktoren, die über die ursprünglich geplante Laufzeit von 30 Jahren hinaus betrieben werden. Es handelt sich um insgesamt 30 Reaktoren in sieben Ländern (Finnland, Tschechische Republik, Ungarn, Slowakische Republik, Ukraine, Russland, Bulgarien). Für die unterschiedlichen Bauarten der WWER-Reaktoren sind umfangreiche Programme zur Laufzeitverlängerung umgesetzt bzw. in Planung. Vielfach ist die Laufzeitverlängerung mit einer Leistungserhöhung verknüpft. Der Beitrag beschreibt die für die Bauarten spezifischen Design-Schwächen und die geforderten Nachrüstmaßnahmen. Dies sind im Weiteren nachgelagerte Maßnahmen des Notfallschutzes, die die Design-Basis nicht verändern.

#### 6.1.1. WWER - 1000

In Russland, der Ukraine, der Tschechischen Republik und Bulgarien werden 30 Reaktoren vom Typ WWER-1000 betrieben. Diese Anlagen haben vier Kühlkreisläufe mit einem horizontalen Dampferzeuger sowie aktiven und passiven Sicherheitssysteme. Das Modell V-187 ist ein Prototypentwurf, von dem nur eine Anlage gebaut wurde - Novovoronezh 5. V-302 und V-338 sind sogenannte „Kleinserien“ mit jeweils fünf Einheiten. Das Modell V-320 ist eine Reaktorserie mit einzelnen Verbesserungen gegenüber den Vorgängern. Der Brennstoffzyklus dauert zwölf bis achtzehn Monate. In Russland werden Programme für die Umstellung auf einen 24-monatigen Zyklus entwickelt.

#### 6.1.2. WWER - 440, altes Design (V-179 und V-230)

WWER-440-Reaktoren verfügen über sechs Kühlkreisläufe mit horizontalen Dampferzeugern. Die ursprüngliche Leistung beträgt 1.375 MW thermisch - brutto und 440 MWe elektrisch. Die Reaktoren besitzen kein Volldruck-Containment, die Doppelblockanlagen sind in einem Gebäude mit gemeinsamer Turbinenhalle aufgestellt. Eine Reihe von Systemen wird sowohl für die Betriebssysteme als auch als Sicherheitssysteme eingesetzt, wodurch das Risiko für Mehrfachausfällen aufgrund gemeinsamer Ursache zunimmt.

Aufgrund der spezifischen Bauweise und dem spezifischen Einsatz von Zirkonlegierungen bei den verwendeten Brennelementen ist die Zirkoniummenge im Reaktorkern relativ hoch. Die Dauer zum Einfahren der Neutronenabsorber (Regelstäbe) bei Reaktorschnellabschaltung ist verhältnismäßig lang und benötigt 10 bis 12 Sekunden. Der geringe Abstand zwischen dem Reaktorkern und der RDB-Wand hat eine verstärkte Materialversprödung des RDB-Werkstoffs zur Folge.

Die Leittechnik ist analog aufgebaut. Die Dichtigkeit des Sicherheitseinschluss ist ungenügend. Weitere Schwächen sind die unzureichende räumliche Trennung der Teilstränge von Sicherheitssystemen und das Fehlen passiver Kernkühlssysteme. Drei dieser Anlagen sind in Russland noch in Betrieb: Block 4 (Novovoronezh), Modell V-179, 417 MWe (brutto), seit März 1973 in Betrieb; Blöcke 1 & 2 (Kola), Modell V-230, seit Dezember 1973 und Februar 1975 in Betrieb.

### 6.1.3. WWER - 440, V-213

Das Design des V-213 ist dem Modell V-230 ähnlich.

Der wichtigste Unterschied besteht im sogenannten Accident Localization Tower in jedem Block (Anm.: Druckabbau, Dampfkondensation), der mit einem abgeschlossenen Raum verbunden ist, um Rohrleitungsbrüche mit Kühlmittelverlust zu beherrschen. In den accident localization tower sind übereinander angeordnete Einsätze (Becken / Wannen) mit boriiertem Kühlmittel (Wasser) installiert, die in der Lage sind bei einem Kühlmittelverluststörfall aus einem Leck ausströmenden Dampf zu kondensieren und dadurch den Druck im Confinement zu begrenzen. Es gibt einen vollständigen Satz von aktiven Sicherheitssystemen zur Kühlung des Reaktorkerns im Notfall mit einer Kapazität von  $3 \times 100\%$ , ergänzt mit passiven Systemen. 16 Reaktoren werden über die ursprünglich geplante Laufzeit von 30 Jahren hinaus betrieben: Kola 3 & 4 (Russland), Rovno 3 & 4 (Ukraine), Dukovany 1-4 (Tschechische Republik), Bohunice 3 & 4 (Slowakische Republik), Paks 1-4 (Ungarn) und Loviisa 1 & 2 (Finnland).

### 6.1.4. Leistungserhöhung

Nahezu alle WWER-1000-Anlagen wurden umgerüstet. Die thermische Leistung wurde auf 104 %, die elektrische Leistung auf bis zu 1082 MWe angehoben. Russland plant, die Leistung der Reaktoren auf 107% zu erhöhen.

Die thermische Leistung wird durch den Einsatz von weiterentwickelten Brennelementen, die Modernisierung von leittechnischen Systemen und Änderungen von Sollwerten erhöht. Dies wird ohne Änderung der Sicherheitsmargen für den Normalbetrieb umgesetzt. Einige Sicherheitsmargen für schwere Unfälle können sich aber verringern. Die Alterung der Anlage wird durch die Leistungserhöhung beschleunigt. Eine höhere elektrische Leistung wird durch die Modernisierung bzw. den Austausch von Turbinen und Generatoren erreicht.

### 6.1.5. Periodische Sicherheitsüberprüfung und Genehmigung für den langfristigen Betrieb

In den meisten Ländern müssen die Betreiber mindestens alle 10 Jahre eine Periodische Sicherheitsüberprüfung (Periodic Safety Review - PSR) durchführen. Der darauffolgende Genehmigungszeitraum einschließlich dem langfristigen Betrieb (Long Term Operation - LTO) beträgt in der Regel 10 Jahre, kann jedoch auch



20 Jahre betragen oder nicht begrenzt sein. Programme für den langfristigen Betrieb werden in der Regel zusammen mit Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes (Severe Accident Management Programs, SAMP) und des Alterungsmanagement (Ageing Management Programs AMP) eingeführt.

#### **6.1.6. Spezifische Nachrüstmaßnahmen für anlageninternen Notfallschutz und Langzeitbetrieb**

##### **Rückhaltung des geschmolzenen Reaktorkerns im Reaktordruckbehälter**

WWER-440-Reaktoren sind nicht - wie moderne Designs von Reaktoren (z. B. der EPR) - mit einem core-catcher zur Beherrschung eines Kernschmelzunfalls mit RDB-Versagen ausgestattet. Diese Maßnahme kann auch nicht nachträglich in die vorhandene Gebäudestruktur integriert werden. Daher wurde die Möglichkeit zur Außenkühlung des Reaktordruckbehälters (RDB) durch Flutung der Reaktorgrube mit dem Ziel eingeführt, die Integrität des RDB aufrechtzuerhalten und bei einem schweren Unfall den geschmolzenen Reaktorkern im RDB zurückzuhalten (siehe auch 5.2.2). In den Kernkraftwerken Paks ist dies implementiert wie auch in Mochovce, Bohunice und Dukovany. Indem die Wasservorräte aus den Wannen des Druckunterdrückungssystems (=Dampfkondensator, Bubbler Condenser) über Lüftungskanäle in die Reaktorgrube abgelassen werden und diese fluten, kann Wasser die RDB-Wand von außen durch Verdampfung kühlen und nach Kondensation des Dampfes wieder in die Reaktorgrube zurückgeführt werden. Die Kühlung des RDB wurde im finnischen Loviisa 1 & basiert auf einem anderen Konzept.

Bei erfolgreicher Außenkühlung des RDBs mit dem Ziel des Erhalts der Integrität der RDB-Wand, könnten Dampfexplosionen, die direkte Aufheizung des Confinements und Wechselwirkungen zwischen Schmelze des Reaktorkerns (Kernschmelze) und Beton vermieden werden, was zu einer zusätzlichen Wasserstoffproduktion führen würde. Das Betriebspersonal löst im Unfallablauf die Außenkühlung des RDB aus. Dabei besteht jedoch die Gefahr von Fehlentscheidungen.

Die Dampfentstehung bei der RDB-Außenkühlung führt dazu, dass ein aktives Kühlsystem (Sprühsystem) für den Sicherheitseinschluss eingebaut werden muss. Andere offene Fragen betreffen den Erhalt der Unterkritikalität des geschmolzenen Reaktorkerns und die Gefahr eines unbeabsichtigten Starts der Außenkühlung mit möglichem Spröbruchversagen des RDB. Zur Problematik von "In Vessel Retention" siehe auch ausführlich Kapitel 5.2.2.

##### **Glühen (Tempern) des Reaktordruckbehälters (RDB)**

Der RDB ist eine nicht austauschbare Komponente des Primärkreislaufs und seine Integrität ist von entscheidender Bedeutung. Das Tempern ist eine speziell in Russland angewandte Technologie, die die Wiederherstellung der Eigenschaften des RDB-Werkstoffs im Kernbereich ermöglicht. In der Vergangenheit wurde die Methode in WWER-440-Anlagen angewandt (z. B. Bohunice V1 mit zwei WWER-440, V230 Reaktoren).

2018 wurde es erstmals im WWER-1000, im Block 1 des im Mai 1986 in Betrieb genommenen russischen KKW Balakovo, angewendet. Der wichtigste Schritt ist die langsame Erwärmung des RDB auf +565 °C und nach etwa 100 Stunden das allmähliche Abkühlen. Nach vorliegenden Informationen könnte dies die Lebensdauer von WWER-1000-Reaktoren um 15 bis 30 Jahre erhöhen. Man nimmt an, dass diese Technologie zukünftig bei anderen WWER-1000-Reaktoren eingesetzt wird.

Im Mai 2018 wurde der RDB von Block 4 des KKW Novovoronezh (NV) getempert. In der ersten Phase erfolgte ein langsames Erwärmen des RDB auf +475 °C und nach 150 Stunden ein allmähliches Abkühlen auf Normaltemperatur. Nach vorliegenden Informationen würde sich die Lebensdauer um mindestens 10 Jahre verlängern. Das Tempern des RDB wurde 2018 in Kola 1 durchgeführt und ist in Kola 2 geplant.

### **Passive Kernkühlsysteme für den WWER-440 (alte Ausführung)**

Zum ersten Mal wurde ein passives Kernkühlsystem im Block 4 des KKW Novovoronezh installiert. Es befindet sich in einem neu errichteten Gebäude am Standort, in dem vier Druckspeicher mit jeweils 60 m³ Borlösung aufgestellt sind. Sie sind unterirdisch mit dem Primärkreis verbunden (nicht direkt mit dem RDB). Nach vorliegenden Informationen wurden im November 2018 erfolgreich Tests absolviert. Es wird angenommen, dass mit dieser Nachrüstung die Laufzeit der Anlage um weitere 15 Jahre verlängert wird, also insgesamt auf 60 Jahre. Das gleiche System wurde in Block 1 des KKW Kola installiert und getestet. Ähnliche Maßnahmen sind für Kola 2 geplant.

### **Gefilterte Druckentlastung des Sicherheitsbehälters für den WWER-440**

Die Nachrüstung eines solchen Systems ist nicht geplant.

## **6.2. Länderspezifische Untersuchung zu WWER Reaktoren**

### **6.2.1. Finnland**

Das Kernkraftwerk Loviisa verfügt über zwei WWER-440-Reaktoren (Modell V-213), die 1977 und 1980 in Betrieb genommen wurden. Das Design wurde während der Entwurfsphase modernisiert und umfasst Containment mit einem Ice-Condenser Druckunterdrückungssystem<sup>59</sup>, zusätzliche Sicherheitssysteme, eine verbesserte Trennung der Teilstränge von Sicherheitssystemen, moderne Prozessleitechnik usw. Die Blöcke erreichten die geplante 30-jährige Laufzeit in den Jahren 2007-2010. Die Genehmigung wurde um weitere 20 Jahre verlängert. Im Jahr 1998 wurde in beiden Blöcken - die thermische Leistung von 1375 auf 1500 MW (109%) angehoben.

Die letzte periodische Sicherheitsüberprüfung wurde 2016 fertiggestellt, die nächste Sicherheitsüberprüfung ist für 2023 geplant. Die wichtigste Verbesserung ist die Erneuerung des Leitechniksystems der Anlage. Die erste Stufe wurde 2016 abgeschlossen, die sicherheitstechnisch wichtig eingestuft Bereiche wurden im Jahr 2018 fertiggestellt. Zu den weiteren Modernisierungs- und Maßnahmen für den langfristigen Betrieb zählen:

- Implementierung einer Außenkühlung des RDB als SAMP,
- verbesserter Überflutungsschutz (Meer) für die wichtigsten Gebäude, fertiggestellt im Jahr 2018,
- detaillierte Festigkeitsanalysen des Lagerbeckens für abgebrannte Brennelemente im Falle eines Erdbebens
- diversitäre Wasserversorgung der Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente, realisiert im Jahr 2017,

<sup>59</sup><https://www.powermag.com/maintaining-nuclear-plant-ice-condensers-a-cool-responsibility/?pagenum=3>

- unabhängige luftgekühlte Wärmetauscher für die Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkern und aus den Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente bei Ausfall der Kühlung (Meerwasser), installiert in den Jahren 2014-2015
- Ersatz von Notstrom-Diesellgeneratoren im Verlauf der nächsten Jahre, die neuen können alternativ mit Luft- und Seewasserkühlung betrieben werden,
- verbesserte Versorgung mit Dieselmotorkraftstoff,
- Austausch der Sicherheitsventile in den Frischdampfleitungen, die für Dampf und Wasser sowie Gemische geeignet sind,
- Installation neuer Strahlungsmonitore für Dampfleitungen; Errichtung eines neuen Strahlungsüberwachungsnetzes mit 28 Stationen, in Betrieb seit 2015,
- Errichtung eines neuen 10 MWe Heizölkraftwerks als zusätzliche Möglichkeit zur Stromversorgung.

Die Anlage verfügt über Einrichtungen und Prozeduren, um sicherzustellen, dass die Nachzerfallswärme aus dem Reaktorkern und den abgebrannten Brennelementen in den Lagerbecken für drei Tage unabhängig von der externen Stromversorgung und der externen Wasserversorgung in Notfallsituationen abgeführt werden kann.

### 6.2.2. Tschechische Republik

Die in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke sind das Kernkraftwerk Dukovany mit vier Blöcken WWER-440-V-213, in Betrieb genommen in den Jahren 1985-1987, und das Kernkraftwerk Temelin mit zwei Blöcken WWER-1000 V-320, die nach 2000 in Betrieb genommen wurden.

Die Betreiberstrategie für die Blöcke 1 bis 4 in Dukovany umfasst die Leistungserhöhung und das Programm für den langfristigen Betrieb. Im Jahr 2012 wurde die elektrische Leistung aller Blöcke auf je 500 MWe erhöht. Es wurde mitgeteilt, dass das Alterungsmanagement seit der Inbetriebnahme durchgeführt wird. Bei der Überprüfung bestimmter Schweißverbindungen an sicherheitsrelevanten Systemen wurden jedoch systematische Fehler festgestellt, was zu einer außerplanmäßigen Abschaltung der Blöcke 2 und 3 und zu einer erheblichen Verlängerung des Stillstands von Block 1 und Block 4 führte.

Im Zeitraum 2006-2009 wurden der Aufsichtsbehörde Programme für den langfristigen Betrieb (long term operation – LTO) vorgelegt, mit denen die Laufzeit der Dukovany-Reaktoren um 10 Jahre verlängert werden sollte. Das LTO-Projekt besteht aus 230 Teilprojekten mit Gesamtkosten von 18 Mrd. CZK (825 Mio. US \$) im Zeitraum von 2009 bis 2017. Zu den vorgesehenen Aktivitäten gehören:

- Ersatz der wichtigsten Bereiche der leittechnischen Systeme, Einführung eines Überwachungssystems für den Einsatz nach Störfällen, Installation einer dritten Notspeisewasserpumpe, Einbau einer Außenkühlung des RDB, Einbau neuer Wasserstoff-Rekombinatoren, Ergänzung einer alternative Kühlmöglichkeit der Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente, Verstärkung sicherheitsrelevanter Strukturen, Installation eines seismischen Überwachungssystems, Sicherstellung einer ausreichenden Batteriekapazität für mindestens 12 Stunden, neue Hauptwärmesenke einschließlich neuer Kühltürme, Verstärkung des Feuerwehrgebäudes.

Von 2014 bis 2015 wurden für Dukovany und Temelin Notfallwarten ertüchtigt.

Der Sicherheitsbericht für das Kernkraftwerk Dukovany wird regelmäßig aktualisiert. Die Änderungen werden einmal jährlich der Aufsichtsbehörde gemeldet. Die periodische Sicherheitsüberprüfung wurde 2013-2015

ausgeführt. Im März 2016 wurde der Betrieb von Block 1 für weitere 10 Jahre genehmigt, gefolgt von Block 2 im Juli 2017 und den Blöcken 3 und 4 im Dezember 2017. Nach diesem Zeitraum ist eine periodische Sicherheitsüberprüfung für den weiteren Betrieb erforderlich.

Bis 2026 sollen die Investitionen beschlossen werden, die für einen Betrieb von 50-60 Jahren erforderlich sind. Die größte Schwierigkeit besteht hinsichtlich der großen Investitionsrisiken gegenüber der Rentabilität.

### 6.2.3. Ungarn

Das Kernkraftwerk Paks besteht aus vier Blöcken WWER-440 V-213, die 1982-1987 in Betrieb genommen wurden. Nach den Ergebnissen einer Machbarkeitsstudie aus dem Jahr 2000 (aktualisiert 2005) könnten die nicht ersetzbaren Komponenten weitere 20 Jahre in Betrieb bleiben. Ein vollständiger Bericht zur Umweltverträglichkeitsprüfung für die Laufzeitverlängerung wurde vorgelegt und genehmigt. Die Einheiten erreichten die geplante 30-jährige Laufzeit in den Jahren 2012-2017 und die Genehmigung wurde für weitere 20 Jahre verlängert. Es wurden keine Planungen für eine weitere Verlängerung der Lebensdauer angekündigt.

Im Zeitraum 2006-2009 wurde die thermische Leistung des Reaktors auf 1485 MW (108%), die elektrische Leistung auf 113% (500 MWe brutto) angehoben. Ab 2015 wird das Kernkraftwerk Paks bei Einsatz eines weiterentwickelten Kernbrennstoffs mit einem von 12 auf 15 Monate verlängerten Brennstoffzyklus betrieben. Im Jahr 2016 lief Block 3 ohne Stillstand.

Alle 10 Jahre muss das Kernkraftwerk eine Sicherheitsüberprüfung durchführen, die letzte wurde 2008 für alle Blöcke mit 169 Verbesserungsmaßnahmen anerkannt. Die darauffolgende PSR sollte 2018 abgeschlossen sein, Details sind nicht bekannt.

Zu den wichtigsten Modernisierungs- und Laufzeitverlängerungs-Maßnahmen gehören: 60 zusätzliche Wasserstoff-Rekombinatoren, die in allen Blöcken installiert wurden (2011), Errichtung zusätzlicher kleiner Notstromdieselgeneratoren mit einer Leistung von  $4 \times 100$  kW, jeweils einer pro Einheit (2011), Einbau einer Außenkühlung des RDB, und der Einbau eines Überwachungssystem für schwere Unfälle in jedem Block. In den Jahren 2018-2019 sollte die Software der digitalen Leittechnik aktualisiert werden.

Geplante Sicherheitsmaßnahmen, die aber bis April 2017 noch nicht abgeschlossen waren, sind: Installation von Notstromdieselgeneratoren mit hoher Leistung, Überdruckabsicherung des Sicherheitseinschlusses, alternative Kühlung der Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente, Bau einer neuen Feuerwache und besonders geschützter Notfallwarten sowie alternative Möglichkeiten zur Kühlwasserversorgung.

### 6.2.4. Slowakische Republik

In der Slowakischen Republik befinden sich das Kernkraftwerk Bohunice mit zwei Blöcken (3 & 4) WWER-440 V-213, die in den Jahren 1984-1985 in Betrieb genommen wurden sowie das Kernkraftwerk Mochovce mit zwei Blöcken (1 & 2) WWER-440 V-213, in den Jahren 1998-1999 in Betrieb genommen.

Die Betreiberstrategie für Bohunice 3 & 4 umfasst Leistungserhöhung, Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes (SAMP) und Langzeitbetrieb (LTO). Im Zeitraum 2005-2012 wurde die thermische Leistung des Reaktors auf 107% (1471 MW) angehoben, die elektrische Leistung auf 114% (505 MW brutto). Die Gesamtkosten wurden mit 500 Mio. € angegeben.

50 Modernisierungsmaßnahmen wurden in den Jahren 2002-2008 in den folgenden Bereichen durchgeführt: Erdbebenfestigkeit von Gebäuden und technischen Anlagen, Brandschutz, Modifizierung technologischer Systeme, Austausch und Modernisierung von leittechnischen und elektrischen Systemen.

Die letzte PSR wurde im Jahr 2008 fertiggestellt. Die Genehmigung wurde von der Aufsichtsbehörde für 10 Jahre mit einer Reihe von Korrekturmaßnahmen erteilt. Gemäß der Überarbeitung des Atomgesetzes von 2013 ist die Genehmigung nicht zeitlich begrenzt. Die PSR wird alle 10 Jahre durchgeführt, die nächste ist für das Jahr 2018 geplant, Einzelheiten sind nicht bekannt. Die derzeitigen Pläne sehen vor, die Genehmigung der Blöcke bis 2045 zu verlängern.

Die wichtigsten Maßnahmen im Bereich von SAMP und LTO sind: Änderungen der digitalen Leittechnik; Systems zur Überwachung nach Störfällen; Druckentlastung des Primärkreises; Austausch des Reaktorschutzsystems (2016); Unterdruckabsicherung für das Confinement; neue Wasserstoff-Rekombinatoren; Änderungen der Borsäure-Hochdruckeinspeisepumpen; Modernisierung von Notstromdieselgeneratoren und 0,4 / 6-kV-Schaltern; mobile Einspeisepumpen auf einem Feuerwehrfahrzeug für jeden Block; seismische Überwachungsstation; autonome Kühlung der bestehenden Notstromdieselgeneratoren; Notstromdieselgeneratoren mit kleiner Leistung (0,4 kV); Austausch von 400-kV-Anschlüssen und 6kV-Kabeln; Unabhängige Stromversorgung aus dem Wasserkraftwerk Madunice; zusätzliche Rohrleitung zum Befüllen des Lagerbeckens für abgebrannte Brennelemente (2017); Einbau einer Außenkühlung des RDB als SAMP für die KKW in Bohunice und Mochovce, eine neue Notfallwarte usw. In den letzten Jahren wurde eine Dichtheit des Sicherheitseinschlusses von 4-5% gemessen.

Der Betreiber strebt an, die Kraftwerksblöcke in Bohunice 60 Jahre lang bis 2044 - 2045 zu betreiben.

### 6.2.5. Ukraine

An den vier Kernkraftwerksstandorten sind 15 Blöcke in Betrieb - zwei WWER-440 MW V-213 und 13 WWER-1000 (zwei frühe Modelle V-302 und V-338 und die restlichen sind V-320). Sie wurden in den Jahren 1983 - 2005 in Betrieb genommen, wobei elf Einheiten über die geplante Betriebszeit von 30 Jahren hinaus betrieben werden.

Die Ukraine entwickelt Pläne zur Leistungserhöhung und Lastfolgebetrieb für alle WWER-1000-Einheiten. Im Jahr 2005 begann die Diversifizierung des Bezugs von Kernbrennstoff für WWER-1000, indem teilweise, bislang in sechs Blöcken, Westinghouse-Brennelemente verwendet werden.

Das Projekt zur Verbesserung der Sicherheit in Höhe von 1,4 Mrd. € wurde Ende 2011 beschlossen. Die Liste umfasst bis zu 87 Maßnahmen zur sicherheitstechnischen Auslegung in bis zu 87 Punkten, den Austausch und die Einrichtungen von sicherheitsrelevanten Systemen, Verbesserungen leittechnischer Systeme sowie organisatorische Vorkehrungen. Die Maßnahmen sollen 2012-2017 umgesetzt werden, das Programm wurde aufgrund fehlender finanzieller Mittel bis 2020 verlängert.

### Rovno NPP

Ende 2010 wurde die Betriebsdauer der Blöcke 1 & 2, WWER-440 V-213 (in Betrieb seit 1980-1981), um 20 Jahre verlängert. Nach Angaben des Betreibers wurden seit 2004 mehr als 300 Millionen US \$ in die Modernisierung der beiden Blöcke investiert. 2018 wurde die Laufzeit von Block 3, WWER-1000 V-320 (Inbetriebnahme 1986) um 20 Jahre verlängert. Der Block 4, WWER-1000 V-320, ist seit 2004 in Betrieb.

## Zaporizhzhya NPP

Der Standort Zaporizhzhya besteht aus sechs WWER-1000 V-32. Im September 2016 wurde die Laufzeit von Block 1 (Inbetriebnahme Ende 1984) um 10 Jahre verlängert. Im Oktober 2016 wurde die Laufzeit von Block 2 (1985) um 10 Jahre verlängert. Im Oktober 2017 wurde die Laufzeit von Block 3 (1986) um 10 Jahre verlängert. Im Oktober 2018 wurde die Laufzeit von Block 4 (1987) um weitere 10 Jahre verlängert. Die Blöcke 5 (1989) und 6 (1995) befinden sich noch innerhalb der geplanten Laufzeit von 30 Jahren.

## South Ukrainian NPP

Im November 2016 wurde die Laufzeit von Block 2 (1985) um 10 Jahre verlängert.

Im November 2013 wurde die Laufzeit von Block 1 (WWER-1000 V-302) um 10 Jahre verlängert.

Im Dezember wurde die Laufzeit von Block 2 (WWER-1000 V-338) um 10 Jahre verlängert.

Block 3 (WWER-1000 V-320) ist noch innerhalb der geplanten Laufzeit von 30 Jahren (1989). In 2018 wurde der Reaktor vollständig mit Westinghouse Brennelementen beladen.

## Khmelnitski NPP

Zwei Blöcke des Anlagentyps WWER-1000 V-320 sind seit Ende 1987 bzw. 2004 in Betrieb. Es wird erwartet, dass die Laufzeit von Block 1 in 2019 verlängert wird.

### 6.2.6. Russland

13 Blöcke WWER-1000 und 5 Blöcke WWER-440 in verschiedenen Ausführungen sind in Betrieb. Zehn Blöcke wurden vor 1989 in Betrieb genommen.

Die Leistung der WWER-1000 ist auf 104% erhöht worden, die Planungen sehen eine Steigerung auf 107-110% vor. Die Laufzeit aller fünf alten Reaktoren wurde um 15 bis 20 Jahre verlängert, die Planungen umfassen eine Verlängerung der Laufzeit um 30 Jahre.

Die Liste der Programme zur Laufzeitverlängerung umfasst mehr als 40 Modernisierungsmaßnahmen: Modernisierung von Sicherheitssteuerungssystemen, Modernisierung von Strahlungsüberwachungssystemen und Diagnosesystemen, umfangreiche Arbeiten für den Ersatz von Pumpen und Verbesserung der Erdbebenfestigkeit der Primärkreiskomponenten.

Alle WWER-440-Reaktoren werden auf 104 bis 107% aufgerüstet und die Laufzeit um 15 bis 30 Jahre verlängert. Ende 2018 wurde die Laufzeit von Kola 1 nach 250 Tagen Modernisierungsarbeiten erneut um 15 Jahre auf insgesamt 60 Jahre erweitert. Die Laufzeiten von Kola 2, 3 und 4 wurden um 15-25 Jahre verlängert. Der Betrieb von Novovoronezh Block 3 wurde um 15 Jahre verlängert und wurde, 2016 endgültig beendet. Die Laufzeit von Novovoronezh Block 4 wurde um 30 Jahre verlängert und wird einige der Sicherheitseinrichtungen von Block 3 verwenden.

### 6.2.7. Bulgarien

Das Kozloduy KKW besteht aus zwei Einheiten WWER-1000 V-320. Für Details siehe auch Kapitel 6.4.1.

## 6.3. Zusammenfassung zentraler Probleme bei der Laufzeitverlängerung

### WWER-440/213

Die Anlagen sind nicht mit einem Volldruckcontainment ausgestattet, sondern mit einem “Confinement” System mit Kondensationssystem zum Druckabbau beim Bruch der Hauptkühlmittelleitungen mit höherer Leckage.

Die Anlagen sind nicht gegen Flugzeugabsturz ausgelegt.

Je zwei Reaktorblöcke bilden eine Einheit und verwenden gemeinsam verschiedene Betriebs- aber auch Sicherheitssysteme.

Das Einfahren der Steuerstäbe bei einer Reaktorschnellabschaltung benötigt 10 bis 12 Sekunden, was eine deutliche Überschreitung der von WENRA geforderten 4 Sekunden darstellt.

Die Orientierung der Turbinenhalle birgt das Risiko von “Turbine Blade Missiles” im Falle eines Turbinenzerknalls.

Im Reaktorkern sind erhöhte Mengen von Zirkon in Verwendung.

Das IVR System kann durch Fehler des Operators ausgelöst werden.

### WWER-1000

Die Reaktoren sind nur gegen Flugzeugunfälle kleiner Maschinen ausgelegt.

Das IVR Konzept oder “Core catcher” können nach derzeitigem Stand des Wissens nicht nachgerüstet werden.

## 6.4. Exemplarische Diskussion ausgewählter Kernkraftwerke

### 6.4.1. Kozlodui, Bulgarien

Die Blöcke 5 und 6 des KKW Kozloduy mit WWER-1000 Reaktoren des Typs B-320 werden im Grundlastmodus betrieben. Block 5 wurde im November 1987 in Betrieb genommen, und Block 6 im August 1991. Zum Bauzeitpunkt war ihre Betriebsdauer auf 30 Jahre begrenzt (NRA 2017).

Der Primärkreislauf und das Abklingbecken für abgebrannte Brennelemente befinden sich innerhalb der Sicherheitsbehälterstruktur, zu der Metallverkleidungen im Inneren und eine einzelne Stahlbetonwand außen gehören. Es gibt derzeit keine Modernisierungspläne. Die Druckschale des Containments ist für vollen Druck (0,5 MPa) ausgelegt. Es kann einen Absturz eines kleinen Flugzeugs (militärischer Düsenjäger) verkraften. Die aktiven Sicherheitssysteme gibt es in dreifacher Ausführung (3x100% Kapazität), sind räumlich getrennt und funktional unabhängig voneinander. Für den Fall einer Kernschmelze gibt es keine Kernrückhaltevorrückung



und es besteht keine Möglichkeiten, eine solche Komponente nachträglich einzubauen. Die abgebrannten Brennelemente werden für 3-5 Jahre in den Abklingbecken in der Nähe der Reaktoren gelagert und danach auf dem Kernkraftwerksgelände umgelagert.

## Periodische Sicherheitsüberprüfung und Laufzeitverlängerung

Der Betrieb der Blöcke 5 und 6 basiert auf den zehnjährigen Lizenzen der bulgarischen Nuklearen Regulierungsbehörde NRA. Die Lizenz für Block 5 war bis November 2017 gültig, was auch dem Ende der Nutzungsdauer entspricht. Die Lizenz für Block 6 gilt ebenfalls bis zum Ende der Nutzungsdauer im Oktober 2019.

Nach jährlichem Wechsel der Brennelemente und Reparatur eines Blockes führt die NRA eine Inspektion durch, um die Erfüllung der Anforderungen zu prüfen, und erteilt anschließend die Genehmigung für den weiteren Betrieb. Für die Erneuerung der Lizenz wird eine periodische Sicherheitsüberprüfung durchgeführt. Alle Dokumente müssen 12 Monate vor Ablauf der aktuellen Lizenzen bei der Aufsichtsbehörde eingereicht werden. Das Hauptziel der letzten Sicherheitsüberprüfung ist die Laufzeitverlängerung der Blöcke. Gegen Ende 2016 wurde der Antrag bei der Aufsichtsbehörde für Block 5 eingereicht und die neue Lizenz wurde am 06.11.2017 für 10 Jahre Betrieb ausgestellt.

Das Verfahren für eine Laufzeitverlängerung umfasst zwei Phasen. Die erste Phase ist eine umfassende Untersuchung und Bewertung der Geräte und Anlagen, einschließlich einer Sichtprüfung und der Überprüfung von Dokumentation, Betriebsabläufen, Alterungsmechanismen, Designänderungen, Betriebsstörungen, Defekten, Ausfällen, Wartungs- und Reparatursystem, Wasserchemie, Einzel- und Mehrfachprüfberichten usw. Die erste Phase wurde im Zeitraum 2012-2015 durchgeführt mit dem Hauptergebnis, dass ein Betrieb der Blöcke von bis zu 60 Jahren möglich sei. Es wurde beschlossen, für die Laufzeitverlängerung keine umfassende Prüfung zu Umweltverträglichkeit und Folgenabschätzung durchzuführen.

Die zweite Phase umfasst die weitere Ausarbeitung, die Überprüfung der Vorschriften und die Bestätigung von komplexen Programmen für beide Blöcke sowie die Umsetzung geplanter Aktivitäten. Die Rechtfertigung der Laufzeitverlängerung und die Umsetzung der zweiten Phase wurden für Block 5 während 2014-2017 von einem Konsortium aus den russischen Rosatom und Rosenergoatom sowie der französischen EDF durchgeführt. Für Block 6 wird dies im Zeitraum 2016-2019 von einem Konsortium aus Rosatom Service und dem bulgarischen Risk Engineering durchgeführt.

Die Aktivitäten umfassen hauptsächlich die Modifizierung und den Austausch von Komponenten mit Geräten des gleichen Typs (etwa 15% aller Aktivitäten) sowie die Anpassung von Komponententeilen. Für die Reaktoreinheit sind keine Designänderungen vorgesehen. Die Maßnahmen umfassen auch weitere Analysen und Begründungen der Restlebensdauer nicht austauschbarer Komponenten sowie die Verbesserung der Komponentenwartung und Überprüfung der Wartungs- und Betriebsverfahren im Hinblick auf die Laufzeitverlängerung.

Für Block 5 wurden 244 von insgesamt 265 geplanten Maßnahmen bereits umgesetzt, 21 weitere sollen in der nächsten Lizenzperiode 2017-2027 umgesetzt werden. Für Block 6 werden 208 von 227 geplanten Maßnahmen bis 2019 umgesetzt, und die verbleibenden 19 sind für die nächste Lizenzperiode geplant.

Die umgesetzten Hauptsicherheitsmaßnahmen umfassen:

- Austausch von Ventilen in Sicherheitssystemen;

- Erhöhung der Lebensdauer von hydraulischen Stoßdämpfern;
- Erneuerung des Belüftungssystems mit Rückhaltefilter;
- zusätzliche passive Wasserstoff-Rekombinatoren;
- Installation von Verschlüssen zur Verhinderung einer frühen Umgehungsfreisetzung bei schweren Unfällen;
- Einsatz von mobilen Dieselgeneratoren 6 kV und 0,4 kV;
- Einsatz eines neuen Neutronenüberwachungssystems im Reaktorbehälter;
- Erneuerung der Batterien für die Sicherheitssysteme;
- Austausch von elektrischen 0,43-kV Bauteilen;
- mobile Kühlwasserversorgung für die Dampferzeuger;
- Zusätzliche mobile Kühlwasserzuleitung zu den Abklingbecken;
- Messgeräte zur Überwachung der Parameter bei schweren Unfällen;
- Notfallzentrale aufgebaut und in Betrieb genommen;
- PSA der Stufe 2 durchgeführt;
- Aufrüstung der Hauptumwälzpumpen des Primärkreislaufs;
- Zusätzliche Verstärkung der Rohrleitungen gegen Erdbeben;
- Neubau der Kühlrohrdurchführungen;
- Austausch von Rohrleitungsabschnitten der Wasser- und Brandbekämpfungssysteme;
- etc.

Ein 11-köpfiges Team der IAEA führte 2016 eine SALTO (Safety Aspects of Long Term Operation) in Block 5 durch. Einige grundlegende Verbesserungsbereiche wurden erkannt und in 11 Stichpunkten benannt. Es gibt keine Informationen ob und wie diese Punkte behandelt wurden. Die SALTO Vorprüfung für Block 6 war für 2018 geplant, während die SALTO-Hauptüberprüfung für 2020 geplant ist.

## **Dampferzeuger**

Vor circa zehn Jahren wurden die Dampferzeuger beider Blöcke bewertet. Laut inoffiziellen Informationen wurden in Block 6 keine Probleme festgestellt, einschließlich bezüglich einer Laufzeitverlängerung von 20 oder 30 Jahren. Für Block 5 muss der Zustand der Dampferzeuger im nächsten Lizenzierungszeitraum erneut bewertet werden, um zu klären, ob sie ersetzt werden müssen.

## **Reaktordruckbehälter**

Eine Reihe von Sicherheitsstudien wurde durchgeführt, einschließlich PTS-Analysen (PTS - Pressurized Thermal Shock), zyklischen Berechnungen der Festigkeit, thermischer Ermüdung und Versprödung durch Strahlung. Zerstörungsfreie Untersuchungen an der Außenseite des Reaktordruckbehälters werden alle vier Jahre

und innerhalb des Behälters alle acht Jahre durchgeführt. Im Jahr 2014 wurden Metallproben aus den Reaktordruckbehältern beider Blöcke genommen und zur Überprüfung zum Kurchatov-Institut in Russland geschickt. Laut inoffiziellen Quellen bestätigen die Ergebnisse der Studien, dass der Betrieb des Reaktordruckbehälters für weitere 20 bis 30 Jahre möglich sei. Im nächsten Lizenzzeitraum sind erneute Tests mit Entnahmeproben geplant.

## Steigerung der Reaktorleistung

Ein Projekt zur Steigerung der thermischen Reaktorleistung auf je 104% beider Blöcke wird zusammen mit der periodischen Sicherheitsüberprüfung und Laufzeitverlängerung umgesetzt. Zu den Maßnahmen des Projekts gehören

- eine neue Sicherheitsanalyse,
- die Installation neuer 1100-MW Statoren,
- die Modernisierung der Rotoren der Hauptgeneratoren,
- die Installation eines neuen Systems zur Temperaturregelung des primären Kühlkreislaufts,
- die des Absperrsystems der Dampferzeuger
- eine umfassende Bewertung der Turbinenanlage,
- der Austausch der Regelventile der Dampfhauptleitungen etc.

Seit März 2018 wird Block 6 mit 104% thermischer Leistung betrieben mit Genehmigung der nuklearen Regulierungsbehörde. Es ist geplant den Betrieb mit 104% für Block 5 in 2019 aufzunehmen. Es gibt keine Informationen, ob mögliche Auswirkungen des 104%-Betriebs auf die Laufzeitverlängerung untersucht wurden.

### 6.4.2. Bohunice, Slowakei

Der Standort des KKW Bohunice befindet sich in der Westslowakei. Das Kühlwasser für das KKW wird dem Fluss Vah entnommen, der in einer Entfernung von 8 km am Standort vorbeifließt und 20 m unter dem Niveau des KKW Geländes liegt. Das KKW wird von Slovenské Elektrárne betrieben.

Insgesamt beherbergte der Standort fünf Reaktoren. Bohunice A1 war ein Druckröhrenreaktor, welcher im Jahr 1979 nach mehreren Unfällen endgültig stillgelegt wurde. Bohunice V1 bestand aus einer Doppelblockanlage mit zwei WWR 440/230 Reaktoren. Diese wurden im Jahr 2006 bzw. 2008 stillgelegt. Die Blöcke 3 und 4 vom Typ 213 sind weiter im Betrieb – diese werden auch Bohunice V2-1 bzw. V2-2 genannt.

Im Jahre 2010 erfolgte eine Leistungserhöhung der Blöcke 3 und 4 auf 114% (siehe Tabelle 5).

**Tabelle 5: Angaben zum KKW Bohunice (Quelle: Slovenské Elektrárne (2017)).**

Name	Leistung ursprünglich gesteigert	Betriebsbeginn
Bohunice V2-1 (EBO 3)	440 505 MW	14.02.1985
Bohunice V2-2 (EBO 4)	440 505 MW	18.12.1985

Die Erdbebengefährdung am Standort Bohunice beträgt für das Sicherheitserdbeben SL-2 bezüglich maximaler Bodenbeschleunigung horizontal 0,344 g und vertikal 0,215 g (Becker et al. 2014, S. 45).

Die Stilllegung ist derzeit für 2024 bzw. 2025 geplant (World Nuclear Association 2018).

## **Generische Diskussion WWER 440/213**

Die ursprüngliche Reaktorauslegung des WWER 440/213 Reaktortyps geht auf das Jahr 1967 zurück. Seit diesem Zeitpunkt der Auslegung hat sich der Stand von Wissenschaft und Technik signifikant weiterentwickelt. Zwar wurde versucht über Nachrüstungen diverse Erkenntnisse zu implementieren, jedoch wirken die ursprünglichen Baustrukturen als einschränkende Elemente.

Die ursprüngliche Auslegung der WWER 440/213 Reaktoren brachte einige Defizite mit sich, welche erst im Laufe der Zeit erkannt bzw. zu beheben versucht worden sind.

- Die durch Konstruktion und Werkstoff bedingte hohe Versprödungsanfälligkeit des RDB im Bereich des Reaktorkernes, sowie die Anfälligkeit von Kühlmittel Leckagen im Dampferzeuger von der Primär- auf die Sekundärseite des Reaktors stellten von Anfang an ein Problem dar.
- Sicherheitsdefizite bestanden bei sicherheitsrelevanten Systemen wie Sicherheitsventilen am Druckhalter des Primärsystems, beim Notspeisewassersystem auf der Sekundärseite, beim Bubbler-Condenser bei einem Störfall, bei den Notkühlpumpen beim Kühlmittelverluststörfall im Langzeitbetrieb (z. B.: Gefahr von Pumpen- und Kühlerblockaden durch abgetragenes Material der Wärmeisolierung), bezüglich einer relativ hohen Leckrate des Confinements und einem ungenügenden Wasserstoffmanagement in den Confinement-Boxen bei einem schweren Unfall.
- Im Bereich der Mess- und Regeltechnik (I&C) waren ebenfalls einige Sicherheitsmängel, wie fehlende Trennung der Systeme für Steuerungs- und Schutzfunktionen, zu finden. Die seismische Qualifizierung von Instrumenten war mangelhaft. Die Vorsorgemaßnahmen für einen sicheren Aufenthalt des Betriebspersonals im Kontrollraum – auch bei Störfällen – war unzulänglich.
- Im Bereich der Stromversorgung war beispielsweise die Qualifizierung elektrischer Ausrüstung für Extremsituationen und die Kapazität von Notstromaggregaten unzureichend.
- Externe Gefährdungen, z. B. durch Feuer, durch externe Überflutung, durch Flugzeugabsturz oder durch seismische Belastungen fanden in der ursprünglichen Auslegung z.T. ungenügende Beachtung, Schutzausrüstungen waren mangelhaft.

Die WWER-Blöcke, die in Zwillingsseinheiten zusammengefasst sind, haben bestimmte Systeme und Gebäude zur Gänze oder zum Teil gemeinsam. Die Vorteile (z. B. höhere Redundanz) und Nachteile (Unfallausbreitung auf den/die anderen Reaktor/en, reduzierte Redundanz durch Ausfall gemeinsamer Systeme) dieser Anordnung sind sowohl sicherheitsbezogener als auch wirtschaftlicher Art.

Im Zuge der Verbesserung der Anlagensicherheit für die KKWs mit WWER 440 Reaktoren im Laufe der Betriebsjahre hat man versucht, einige Maßnahmen zur Reduzierung dieser Nachteile vorzunehmen (IAEA-TECDOC-742 1994, S. 114). Alle europäischen WWER 440/213 Betreiber haben ihre Entwicklungen, Modernisierungen und Nachrüstungen zur Anhebung der Sicherheit ihrer Reaktoren als “WWER-440/213 Club” Mitglieder seit dem Jahre 1990 gemeinsam abgestimmt und vorgenommen (NR CR 2004); so auch die Entwicklung der “Plant Life Extension Management Strategien” (PLEM) seit 1999 in einem von der EU mitfinanzierten Phare Projekt (Goethem et al. 2000) (1998-2002) VERSAFE; und auch bezüglich der jüngsten NAcPs

(National Action Plans) nach den schweren Unfällen in Fukushima 2011. Bereits vor den schweren Kernschmelzunfällen in Fukushima im Jahre 2011 wurde ca. ab 2003 begonnen, ein SAMG Konzept für WWER 440/213 Anlagen nach Westinghouse Owners Group (WOG) Methode für Dukovany, Mochovce and Bohunice NPPs zu entwickeln und zu implementieren.

Bezüglich sicherheitsrelevanter Systeme des WWER 440/213 wurden im Rahmen dieser Programme unter anderem die Sicherheitsventile am Druckhalter des Primärsystems qualifiziert, die Zuverlässigkeit des Notspeisewassersystems durch Leitungsverlegung verbessert, der Bubbler-Condenser zur Druckunterdrückung im Kühlmittelverluststörfall verstärkt, Siebe für die Reinhaltung des Notkühlwassers installiert und die Materialfestigkeit der Isolierung und Abschirmung der Strukturen um den RDB verstärkt, die Leckrate des Confinements durch verbesserte Dichtungsmaßnahmen deutlich reduziert und Rekombinatoren für Wasserstoff installiert.

Eine weitere Modifikation, die an den WWER 440/213 Anlagen in Bezug auf Vermeidung von PTS (Pressurized Thermal Shock) Ereignissen am RDB vorgenommen wurde, betrifft die nachträgliche Anhebung der Notkühlwassertemperatur von 20°C auf 55-60°C, um bei (un-)geplanter Einspeisung in den RDB den Temperaturgradienten an der Innenseite der RDB Wand zu verringern (Kral et al. 2005). Diese Modifikation wurde an allen WWER Anlagen (WWER 440er und WWER 1000er) im Zeitraum von etwa 1994 bis 2006 nachträglich an den Notkühlsystemen vorgenommen (Beheizung des Notkühlwassers und Senkung des Ansprechdruckes in Druckspeichern von 6.0 auf 3,5 MPa und entsprechende Temperaturanhebung des Kühlwassers in Tanks (falls erforderlich). Diese nachträglichen Eingriffe konnten an den bestehenden Anlagen im Allgemeinen nur zum Teil vorgenommen werden – vgl. z. B.: Maßnahmen in Dukovany im Detail in Pistora und Kral (2003 und 2009).

Die Herausforderung, die existierende generische WOG-Methode auf andere Anlagen als DWRs westlicher Provenienz anzupassen, stellte sich vor allem bei der WWER-440 Anlage aufgrund bedeutender Unterschiede betreffend das Confinement Design, wodurch dieses anfälliger für Phänomene wie Wasserstoffbrand und -detonation ist. Für beide sowjetischen Designs (WWER 440 und auch WWER 1000) erforderte eine Strategie zur Flutung des Reaktorschachtes eine besondere Berücksichtigung und die Anpassung von Reaktor zu Reaktor.

Durch eine Verbesserung der Confinement Dichtheit auf ca. 4-5% gegenüber von ursprünglichen 14% pro Tag kommt für das SAMG Konzept der Vermeidung langfristigen Überdruckes durch nicht-kondensierbare Gase im Confinement bei Versagen des IVR Konzeptes, das bereits in allen WWER 440/213 Reaktoren in der EU implementiert ist (Matejovic et al 2016), im Lauf eines schweren Unfalls besondere Bedeutung zu. Die wichtigsten zu erfüllenden Kriterien der SAMGs in Bezug auf die anlagenspezifischen Eigenheiten sind daher

- ein rechtzeitiges und ausreichendes Fluten des Reaktorschachtes mit Kühlwasser, um einerseits die gefährdeten Zugangstüren im Reaktorschacht vor Hitze zu schützen und andererseits den RDB bereits für die Wärmeableitung aus der Kernschmelze vorzubereiten und
- ein Vermeiden von Druckspitzen durch Wasserstoffdetonation, die das Confinement gefährdenden können.

Durch eine Installation von Wasserstoff-Rekombinatoren in den verschiedenen Räumen des Confinements hofft man letzteres Kriterium für die WWER 440/213 Anlagen erfüllen zu können bzw. erfüllt zu haben. Das Problem dabei war und ist aber, durch geeignete validierte Berechnungsmethoden die richtigen Positionen für die Rekombinatoren in der speziellen Confinementstruktur zu identifizieren.

Katona (2011) sieht in seinen Ausführungen für die WWER 440/213 Anlagen auf Grund der Robustheit der Anlagen und der vorgenommenen Modernisierungen und erfolgreichen Nachrüstungen eine Verlängerung der ursprünglich vorgesehenen 30-jährigen Laufzeit um weitere 20 Jahre möglich. Die Lebensdauer begrenzenden Strukturen und Komponenten sind nach seiner Ansicht das Confinement-Gebäude (durch mögliche Bodensenkung), der Reaktordruckbehälter (RDB) durch Strahlenversprödung und der Dampferzeuger durch spezielle Korrosion. Im Gegensatz zu den Modellen WWER-1000 und PWR seien die Dampferzeuger bei der WWER-440/213 Ausführung praktisch nicht austauschbar – sind also für LTO begrenzend - und können somit nicht ersetzt werden.

## Weitere Abweichungen des Sicherheitsniveaus

Wie alle Kernkraftwerke der Generation II haben alle WWER 440 Reaktorblöcke bezüglich des Stands heutiger Wissenschaft und Technik bereits in der ursprünglichen Auslegung ihres Sicherheitskonzeptes bestimmte Schwachstellen, die nachträglich nicht kompensiert werden können. Zu den wichtigsten zählen:

- Das Niederdruck-Confinement mit Druckunterdrückung statt Volldruck-Containment (siehe Abbildung 8): Die Reaktorblöcke in der WWER 440/213 sind nicht mit konventionellen Containment-Strukturen versehen, wie sie typisch für andere Druckwasserreaktoren sind.
- Das Abklingbecken für abgebrannte Brennelemente außerhalb des Confinements: Aus geometrischen und Auslegungsgründen sind die Abklingbecken nicht in das Confinement integriert und damit einerseits durch massive Einwirkungen von außen (z. B. Flugzeugabsturz) gefährdet. Andererseits können schwere Störfälle im Abklingbecken, zu einer massiven Zerstörung des Reaktorgebäudes durch Wasserdampfstoffdetonation führen und die Freisetzung radioaktiver Substanzen in die Umwelt erleichtern.
- Risikoerhöhung durch synchrones Komponentenversagen in mehreren Anlagen - Die hochenergetischen Speisewasser- und Frischdampfleitungen sind auf der sogenannten 14,7 m Bühne, im Bereich des Zwischengebäudes (Middle Building) zwischen Reaktorgebäude und Turbinenhalle (siehe Abbildung 9) ohne physischen Schutz durch Trennwände verlegt, sodass beim Bruch einer Leitung eine gegenseitige Beeinträchtigung und Folgebrüche an anderen nicht auszuschließen sind.
- Fehlende praktische Erfahrung zum Severe Accident Management Konzept der Kernschmelzrückhaltung im Reaktordruckbehälter (IVR, siehe Abbildung 9)) Als Ergebnis verschiedener Faktoren (u. a. aktualisierte Sicherheitsanalysen und Risikobewertungen und die erhöhte Aufmerksamkeit auf die Sicherheit der Kernkraftwerke infolge des CNS-Prozesses) sind bestimmte Nachrüstungen an den WWER 440/213 Blöcken seit ihrer ersten Inbetriebnahme vor ca. 30 Jahren vorgenommen worden.

Bezüglich der gegenseitigen Beeinflussbarkeit kann in diesem Zusammenhang auch auf die Tatsache hingewiesen werden, dass gemeinsam genutzte Strukturen und Systeme, unter Umständen das Potenzial für eine Unfallauslösung darstellen, bei dem in Folge zwei oder mehr Blöcke gleichzeitig in Mitleidenschaft gezogen werden können.

Die anlagenspezifischen Schweren-Unfall-Managementverfahren (SAMGs) sehen Flutung des Reaktorschachtes (Reaktorgrube) mit Wasser aus dem Druckunterdrückungs-System (Bubbler-Condenser) vor (siehe Abbildung 9, Problem der Doppelnutzung) um zu versuchen, ein völliges Versagen des Reaktorbehälters im Falle eines schweren Unfalls durch Kühlen von außen zu verhindern.

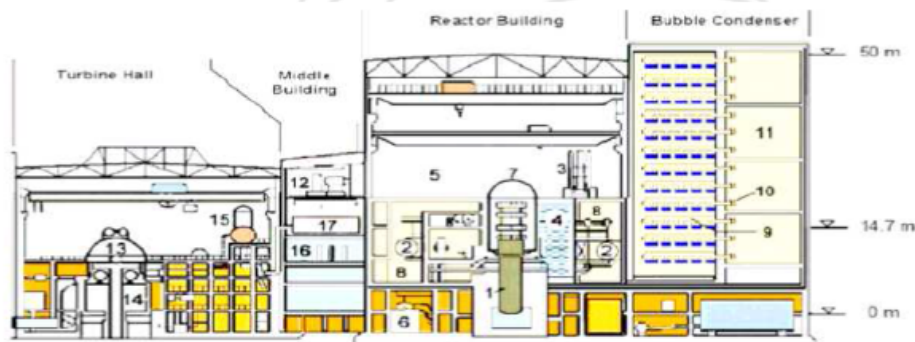
Tritt dieses dennoch ein, würde es zu einer starken Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung führen.

# Tschechien – Dukovany



## WWER 440/213

Source: Slovak Stress Test Report 2011



**Abbildung 2:** WWER-440/213 – Anlagenskizze. Vertikaler Schnitt durch die Turbinenhalle, das Zwischengebäude, das Reaktorgebäude und den Kondensationsturm (Bubbler Condenser), nach Blinkov et al.<sup>60</sup>:

1 Reaktordruckbehälter, 2 Dampferzeuger, 3 Brennelement-Nachfüllanlage, 4 abgebrannte Brennelementelager, 5 Reaktorhalle, 6 Make-up Speisewassersystem, 7 Schutzhülle, 8 Confinement-System, 9 Kondensationsturm - Leitungen, 10 Rückschlagklappe, 11 Kammer für nicht-kondensierbare Gase, 12 Luftansaugeinheit, 13 Turbine, 14 Kondensor, 15 Speisewassertank mit Entgaser, 16 Räume für die Elektrische Leit- und Regeltechnik, 17 Frischdampf und Speisewasserleitungen auf der 14,7 m Bühne - Verbindung zwischen Dampferzeuger und Turbinen.

Universität für Bodenkultur Wien



16. September 2015

Risiken grenznaher Kernkraftwerke für das Land Oberösterreich

**Abbildung 9:** Vertikaler Schnitt durch das Kernkraftwerk Dukovany, WWER 440/213, mit Reaktorgebäude, Zwischengebäude und Turbinenhalle (Adaptiert aus SJUB (2011)).

Der Auslegungsdruck für das Confinement beträgt 0,25 MPa (0,15 MPa Überdruck). Grenzfestigkeits-Berechnungen, die für die Anlagenbetreiber durchgeführt wurden, zeigen eine 50% Versagens-Wahrscheinlichkeit, wenn der Confinementdruck auf 0,35 MPa steigt (0,25 MPa Überdruck). Dies ergibt einen Sicherheitsfaktor von nur 2; die meisten DWR haben Sicherheitsfaktoren von 2,5 bis 4 gegen Überdruckversagen.

Die bestehende Anordnung von passiven autokatalytischen Wasserstoff-Rekombinatoren (PAR) ist wahrscheinlich nicht ausreichend, um eine Wasserstoff Explosion und / oder Verpuffung zu Detonationsübergang (DDT) zu verhindern.

## Versprödung des Reaktordruckbehälters

Die Reaktordruckbehälter der beiden WWER 440/213 Reaktoren in EBO wurden von Skoda gefertigt.

Zur Überwachung der Neutronenversprödung des Stahls wurde das SSSP (Standard Surveillance Specimen Program<sup>60</sup>) 1979 gestartet und 1990 abgeschlossen, das ESSP (Extended Surveillance Specimen Program) sollte die SSSP-Ergebnisse validieren (Entnahme nach 1, 2, 3, 5 und 10 Jahren) das ASSP (Advanced Surveillance

<sup>60</sup>Surveillance Specimen Program: Voreilproben-Bestrahlungsprogramm



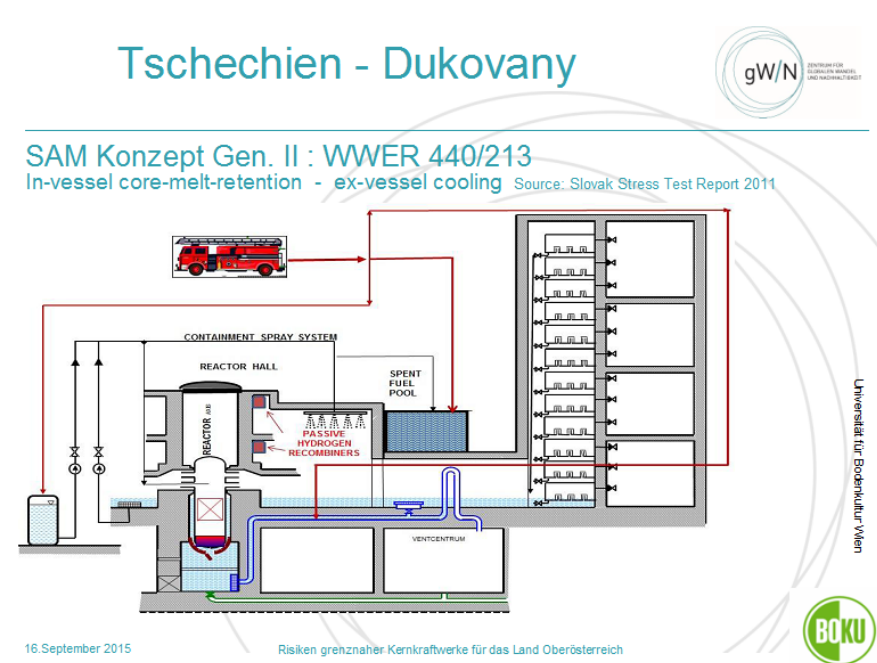


Abbildung 10: Managementverfahren für schwere Unfälle im WWER 440/213. Der Reaktorschacht wird mit Wasser aus dem Druckunterdrückungssystem geflutet (Quelle: Nuclear Regulatory Authority of the Slovak Republic (2011)).

Specimen Program) betrifft die Wärmeeinflusszone und die austenitische Plattierung von Bohunice V2 (Kupca 2010).

Aus den in (Kupca 2000) angegebenen Daten für SSSP ergibt sich eine starke Versprödung, insbesondere im Schweißgut.

Die Ergebnisse aus dem Bestrahlungsprogramm ESSP werden in Kupca (2010) beschrieben, die Verschiebungen der Sprödbbruchübergangstemperatur sind deutlich geringer als die oben zusammengestellten Werte, aber schwer mit den Daten aus dem Bestrahlungsprogramm SSSP zu vergleichen, weil die entsprechenden Angaben völlig fehlen oder unvollständig sind. Für EBO<sub>3</sub> wird z. B. eine maximale Verschiebung der mittels Charpy-Tests gemessenen Sprödbbruchübergangstemperatur des „Schweißguts“ (möglicherweise Schweißnaht 3) von  $\Delta T_{kf} = 82^\circ\text{C}$  nach drei Jahren Bestrahlung angegeben. Aus den dargestellten Kurven ergibt sich, dass

Tabelle 6: Cu- und P-Gehalte, sowie Sprödbbruchübergangstemperaturen vor und nach Bestrahlung Kupca und Beno (2000). BM steht für Basismaterial und WM für geschmiedetes Material (weld material).

		Cu(%)	P(%)	T <sub>ko</sub> (°C)	T <sub>k5yr</sub> (°C)	$\Delta T_{k5yr}$ (°C)
EBO <sub>3</sub>	BM	0,07	0,013	-54	33	87
	WM	0,1	0,017	10	113	103
EBO <sub>4</sub>	BM	0,08	0,015	-54	89	144
	WM	0,06	0,01	0	95	95

die nach 50 Betriebsjahren erreichte Sprödbbruchübergangstemperatur  $T_{kf}$  für EBO 3 (Schweißnaht 4) bei max. 70°C liegt, für EBO 4 (Schweißnaht 4) bei etwa 35°C. Diese Werte liegen weit unter den in der obigen Tabelle angegebenen Werten.

Aus den Ergebnissen in Kupca (2010) kann man schließen, dass die Verschiebungen der Sprödbbruchübergangstemperatur aus dem Master-Curve-Verfahren höher sind als diejenigen aus dem Charpy-Verfahren. Dies entspricht den Vermutungen von Brumovský (2018). Man kann ebenfalls aus den Diagrammen zur Versprödung auf eine Streubreite von bis zu  $\pm 15^\circ\text{C}$  für  $T_{kf}$  schließen, was bei der Bewertung des verbleibenden Sicherheitsabstandes zu berücksichtigen ist.

Der maximal erlaubte Wert des Sprödbbruchübergangs-Referenzwertes (berechnet für die schärfste Störfall-Transiente) liegt für die Schweißnaht in EBO 3 und EBO 4 bei 146°C (Kupca et al. 2000), nach Kupca (2010) bei etwa 135°C.

Zusammenfassend ergibt sich aus den stark differierenden veröffentlichten Daten, dass im Schweißgut der RDB in beiden Blöcken die Versprödung möglicherweise weit fortgeschritten ist.

## Durchgeführte Nachrüstungen

In Kapitel 6.4.2 wurden die relevanten Nachrüstungen für die WWER 440/213 dargestellt. Speziell für Bohunice lässt sich folgendes darstellen:

Alle in Betrieb befindlichen WWER Reaktorblöcke in der Slowakei (Bohunice und Mochovce) sind alte Anlagen, die sich dem Ende der Auslegungs-Lebensdauer nähern bzw. diese bereits überschritten haben (Bohunice drei Jahre überschritten, Mochovce nach Bauunterbrechung noch zehn bis elf Jahre, Dukovany 1 bis drei Jahre überschritten).

Daher haben sich die Betreiber der KKWs mit WWER 440 Reaktoren in Zentral und Osteuropa schon frühzeitig entschlossen, ihre Anlagen über die Auslegungs-Lebensdauer hinaus zu betreiben, indem sie Programme zum Lebensdauer Management der Anlagen (PLiM, Plant Life Management) implementiert haben, mit welchen sie einen sicheren und finanziell tragfähigen ("safe and financially viable operation") längerfristigen und nachhaltigen Betrieb gewährleisten wollen (Katona 2011, p. 153, 154). Die Alterungs-Managementprogramme umfassten / umfassen:

- Maßnahmen zur Vermeidung und der Kontrolle von Alterung
- Überwachung und Bewertung der Alterungstrends (z. B. betreffende RDB Versprödung)
- Festlegung der Akzeptanzkriterien für einzelne sicherheitsrelevante SSCs (noch zulässige Alterung mit Sicherheitsmargen)
- Korrektive Maßnahmen (wenn möglich, sobald keine Akzeptanz des Weiterbetriebs mehr gegeben)
- Erforderliche prozedurale Maßnahmen
- Überprüfung der Maßnahmen an Hand von IAEA Vorgaben (IAEA 2009)
- Analysen der Alterungsprozesse an den kritischen Stellen von Komponenten wie thermische Ermüdung an mechanischen Komponenten, am RDB und dessen Einbauten und die PTS Analyse für den RDB.

Die Slowakei im Speziellen hat im Jahre 1991 mit der Implementierung eines Alterungs- Management- Programms für alle auf seinem Staatsgebiet in Betrieb befindlichen KKWs begonnen (NAR SR 2017). In diesem

Programm wurde / wird die Alterung aller sicherheitsrelevanten Strukturen, Komponenten und Systeme eines KKWs wie Kabel, Rohrleitungen, der RDB und das Containment / Confinement laufend erfasst und bewertet.

In der Slowakei wurden im Zuge der Nationalen Aktionspläne in Folge der Stresstests weitere Maßnahmen umgesetzt:

- Die Aktivitäten bezüglich Neubewertung von Naturereignissen und kurzfristigen Maßnahmen an den KKWs zur Vermeidung von Störfällen als Folge möglicher Überflutung sind für alle slowakischen Standorte (Bohunice und Mochovce) abgeschlossen, längerfristige Maßnahmen standen 2017 noch aus.
- Die Diversifizierung der Gleich- und Wechselstromversorgung im Notstromfalle wurde an allen Anlagen implementiert und das Training des Personals an den entsprechenden Geräten aktiviert.
- Diverse Anschlussmöglichkeiten für Kühlwasser und Strom wurden an den einzelnen Anlagen geschaffen.
- Bezüglich Komplettausfall von sicherheitsrelevanten Systemen sind an allen in Betrieb befindlichen Reaktorblöcken in der Slowakei laut NAcP Vorkehrungen getroffen worden, wie z. B. Schaffung von diversen und mobilen Speisewasserquellen für das Befüllen der Dampferzeuger.
- Die erforderlichen Verbesserungsmaßnahmen an der Kontroll- und an der Notwarte für den Betriebs- und den Störfall und die entsprechende Sicherstellung der Aufenthaltsmöglichkeit in diesen Bereichen sind erfolgt.
- Die WOG (Westinghouse Operators Group) -SAMGS sind am Bohunice Standort für alle Anlagenzustände (Vollast, abgeschaltet) entwickelt und implementiert und am Mochovce Standort in Bearbeitung, dabei wird auch Bezug genommen auf Störfälle, die gleichzeitig an allen Reaktorblöcken des jeweiligen Standortes (Mehrblockanlagen) auftreten können.

#### **6.4.3. Mochovce, Slowakei**

Der Standort des KKW Mochovce ist etwa 90 km östlich von Bratislava entfernt gelegen. Das Kühlwasser wird dem Fluss Hron entnommen, der 70 m tiefer liegt als das Gelände. Im Jahr 1981 nahm die Staatsfirma Slovak Power Enterprise den Bau des KKW Mochovce mit vier Blöcken WWER 440/V213 in Angriff (Enel und Slovenske Elektrarne (2012)). Mit den Bauarbeiten für den ersten Doppelblock (EMO 1&2) wurde 1984 begonnen, die Arbeiten am zweiten Block starteten 1986. 1992 kam es zum Baustopp für Mochovce 3/4 (MO 34). Die Arbeiten an EMO 1&2 wurden fortgesetzt. Diese beiden Reaktorblöcke gingen 1998 bzw. 1999 in Betrieb.

Die seismische Situation am Standort Mochovce wurde mit max. 8° der MSK-Skala festgelegt (Becker et al. 2014a).

Das Kernkraftwerk Mochovce (EMO) mit vier WWER 440/213 Blöcken (zwei sind in Betrieb) wird von Slovenské Elektrarne betrieben. Die beiden Blöcke 3 und 4 sind in der Fertigstellung, sollen 2020 ans Netz gehen. Nach (Global 2000 2018) zeigt ein gelekter WANO-Bericht (WANO MO34/PRZ-10/2017) gravierende Mängel bei 3&4 auf, die zu unkontrollierbaren Unfällen führen können. Die Herstellungskosten haben sich seit 2008 verdoppelt (Slovak Spectator 2018).

**Tabelle 7: Angaben zum KKW Mochovce (Slovenské Elektrárne 2017).**

Name	Leistung	Betriebsbeginn
Mochovce 1 (EMO 1)	470 MW	29.01.1999
Mochovce 2 (EMO 2)	470 MW	11.07.2000
Mochovce 3 (EMO 3)		
Mochovce 4 (EMO 4)		

## Versprödung des Reaktordruckbehälters

Die Reaktordruckbehälter der WWR 440/213 Blöcke wurden von Skoda gefertigt. Die Ausgangswerte der Spröbruchübergangstemperatur  $T_{K0}$  sind  $-40^{\circ}\text{C}$  im Grundwerkstoff und  $-10^{\circ}\text{C}$  im Schweißgut. Dass keine unterschiedlichen Werte für die beiden Blöcke 1 und 2 angegeben werden, ist verwunderlich, da sich auch die Cu- und P-Angaben unterscheiden (Nuclear Regulatory Authority of the Slovak Republic).

Das Voreilproben-Bestrahlungsprogramm MSSP (Modern Surveillance Specimen Program) wurde für Mochovce entwickelt und soll für die Gesamte Betriebszeit verfügbar sein (Kupca 2010). Die verfügbaren Angaben zu den Ergebnissen von Kupca (2010) sind unübersichtlich und widersprüchlich. Die Ergebnisse zeigen für EMO 1 eine maximale Verschiebung der mittels Charpy-Tests gemessenen Spröbruchübergangstemperatur des Schweißguts von  $\Delta T_{kf} = 53^{\circ}\text{C}$  (nach einem Jahr Bestrahlung), das entspricht bei einem Ausgangswert von  $-10^{\circ}\text{C}$  einem  $T_{kf}$  von  $43^{\circ}\text{C}$ . Allerdings ist in dem Diagramm für den Verlauf der Spröbruchübergangstemperatur über die Betriebsdauer von 40 Jahren dieser Wert erst zum Laufzeitende erreicht. Die Verschiebungen der Spröbruchübergangstemperaturen aus dem Master-Curve-Verfahren sind - wie im Fall von Bohunice - größer als die aus dem Charpy-Test. Ein Vergleich der Daten aus dem MSSP-Programm mit der in VERLIFE angegebenen Formel (für die entsprechende chemische Zusammensetzung) für die Trendkurve wird nicht durchgeführt.

Der maximal erlaubte Wert des Spröbruchübergangs-Referenzwertes (berechnet für die schärfte Störfall-Transiente) liegt für die Schweißnaht in EBO 3 und EBO 4 bei etwa  $90^{\circ}\text{C}$  (Kupca 2010).

Kral und Pištora (2005) weisen darauf hin, dass die ECCS-Auslegung auch das Thermoschock-Thema beachten solle, um das Risiko eines RDB-Versagens im Fall eines Kühlmittelverluststörfalls (LOCA) zu minimieren. Schon vor Inbetriebnahme wurde 1998 das Vorwärmen des Notkühlwassers als Design-Modifikation veranlasst.

Zusammenfassend erlauben die verfügbaren Daten nur die Aussage, dass vermutlich derzeit ein ausreichend großer Sicherheitsabstand zur maximal erlaubten Spröbruchübergangstemperatur für EMO1/2 vorhanden ist.

Zum Zeitpunkt des Baustopps für KKW MO 34 waren die Arbeiten an den Gebäuden zu 70% vollendet und 30% des Equipments waren bereits ausgeliefert, darunter große Komponenten wie der Reaktordruckbehälter (RDB), die Dampferzeuger (DE) und Teile der Turbine. Einige Maßnahmen zum Schutz der Gebäude und der teilweise schon installierten Komponenten wurden vorgenommen. 2006 wurde der Hauptanteil des staatlichen Stromversorgers Slovenske elektrarne (SE) an den größten italienischen Versorger ENEL verkauft (66% ENEL, 34% Eigentum der SR). Mit der Privatisierung übernahm ENEL die Verpflichtung zum Fertigbau des KKW MO 34.

## Programm zur Verbesserung der nuklearen Sicherheit

Der Betreiber der Mochovce KKWs startete im Jahr 1995 ein Programm zur Verbesserung der nuklearen Sicherheit für EMO1&2, basierend auf 87 Sicherheitsproblemen, die identifiziert worden sind.

Im Jahre 1998 führte eine von österreichischer Seite geführte internationale Expertenkommission eine Überprüfung der Anlage durch und listete ihre Untersuchungsergebnisse in einem eigenen Bericht auf (Walkdown 2 Mochovce 1998, Kromp et al. 1998). Wesentliche Sicherheitsbereiche, die begangen wurden, waren unter anderen: die Gleich- und Wechselstromversorgungsbereiche für den Notstromfall, die Haupt- und Notwarte, der Brandschutz in den kritischen Bereichen, das Niederdruck-Confinement System inklusive Bubbler-Condenser, die Räumlichkeiten für die Notkühlsysteme, ein spezielles Notspeisewassersystem auf der Sekundärseite (Super emergency feedwater system) etc. Weiters wurden unter anderem technische Ausführungen im Sicherheitsbericht zur RDB Versprödung und entsprechende Gegenmaßnahmen sowie die seismische Auslegung von Strukturen und Komponenten überprüft. Die Basis für die Auslegung war 0.1g (peak ground acceleration).

## Weitere Abweichungen des Sicherheitsniveaus

Der Unfall im Kernkraftwerk Fukushima Dai-ichi hat Schwächen in der bisherigen Sicherheitsphilosophie der Kernkraftwerke – unabhängig vom auslösenden externen Ereignis – sehr deutlich gemacht. Dies betrifft sowohl die Sicherheitssysteme des Kernkraftwerkes selber als auch den Umgang mit schweren Unfällen.

Zu den wichtigsten Erkenntnissen von Fukushima gehört, dass die Folgen von Störereignissen in ihrem vollen Umfang wegen der Komplexität der Anlagen nicht vorhersehbar sind. Auch ist gleichzeitiges Auftreten verschiedener Ereignisse wahrscheinlicher als in der Vergangenheit angenommen. Probleme in einem Reaktor können auf benachbarte Einheiten übergreifen, insbesondere wenn diese durch gemeinsame Anlagen verbunden sind, wie dies bei den WWER 440/213 er Anlagen der Fall ist.

Das Zusammenwirken mehrere Ereignisse ist nicht auf Erdbeben und nachfolgende Tsunamis beschränkt; andere Beispiele, die auch für Mochovce relevant sind, wären: Turbinenversagen, das sowohl einen Zerknall als auch Feuer auslöst, oder eine Überschwemmung der gemeinsamen Turbinenhalle von WWER-440/213 Anlagen, das gleichzeitigen Stromverlust in allen 4 Anlagen bewirken kann, oder ein Erdbeben, das Kühltürme zum Einsturz auf das Gebäude für das Nebenkühlwasser bringt und damit zwei Anlagen ihrer letzten Wärmesenken beraubt. Besonders wirksam könnten auch z. B. Flugzeugabstürze sein.

Auf Europäischer Ebene beteiligten sich in Folge von Fukushima alle Staaten an einem sogenannten „Stresstest“ für Kernkraftwerke, zur Überprüfung der Widerstandsfähigkeit der Kernkraftwerke gegenüber schweren Unfällen. Die nationalen Berichte, auch jener der Slowakei, liegen vor.

Grundsätzliche Problembereiche des WWER 440/213 im Allgemeinen wurden bereits im Kapitel für das KKW Bohunice dargelegt.

Hier soll für die MO 3/4 Reaktoren (Inbetriebnahme für 2019 geplant) WWER 440/213 im Speziellen behandelt werden, ob der sichere Einschluss des Kerns im Reaktordruckbehälter in diesem Kraftwerk mit den vorhandenen oder geplanten Systemen gewährleistet werden kann, andererseits aber darüber hinaus geprüft, welche anderen Lehren aus dem Unfall in Fukushima für das Kraftwerk gezogen werden können. Die Informationen aus dem nationalen Stresstest-Bericht wurden dabei berücksichtigt.

## Auslegung gegen Erdbeben

Noch wird untersucht, ob die Probleme in Fukushima mit dem Erdbeben oder mit dem nachfolgenden Tsunami ihren Ausgang nahmen, aber angesichts der Unsicherheit und der Ungewissheit, ob sich dies je endgültig klären lassen wird, gebietet das Prinzip der Vorbeugung eine erneute Betrachtung der Auslegungserdbeben. Es geht dabei – wie Fukushima gezeigt hat – nicht um die absolute Erdbebengefahr (diese ist in Mochovce niedriger als in Japan), sondern um den fehlenden Spielraum zu möglichen Maximalbeben.

Gutdeutsch (1995) hat nach Betrachtung historischer Beben schon 1995 darauf hingewiesen, dass am Standort Mochovce die Erdbebengefahr systematisch unterschätzt wird.

## Einschluss des geschmolzenen Reaktorkerns im Reaktordruckbehälter

In den Mochovce Reaktorblöcken ist wie bei allen WWER 440/213 Anlagen das IVR Konzept im Falle eines schweren Unfalls mit Kernschmelze als SAMG Maßnahme vorgesehen. Die Funktionstüchtigkeit und Verlässlichkeit dieses theoretisch nachvollziehbaren, aber komplexen Systems für alle auslegungsüberschreitenden Anlagenzustände ist weder in allen Teilbereichen noch insgesamt nachgewiesen, schon gar nicht unter Bedingungen eines schweren Unfalls mit konkreter Kernschmelze (siehe einführendes Kapitel mit Ausführungen zum IVR Konzept für WWER 440/213 Reaktoren).

An einem Reaktorblock der Zwillingsseinheiten MO 3/4 hat eine Begehung einer österreichischen Expertenkommission vor Ort die kritischen Stellen im Reaktorschacht besichtigt und Bedenken betreffend eine sichere Funktion der einzelnen Komponenten des IVR Konzeptes schriftlich festgehalten.

Das vorgesehene Konzept bringt aber auch andere Probleme bzw. Fragen mit sich:

Es setzt voraus, dass die thermische Belastbarkeit des Reaktordruckbehälters gegeben ist, d.h. dass es trotz des starken Temperaturgradienten in der Stahlwand des Reaktordruckbehälters zu keinem Bruchversagen kommt. Hierbei spielt das Ausmaß der Neutronenversprödung der RDB Wand eine wichtige Rolle.

Das Wasser aus den Wannen des Druckunterdrückungssystems (=Dampfkondensator, Bubbler-Condenser) ist auch zur Nachfüllung von Kühlwasser in das außen liegende Abklingbecken für Brennelemente vorgesehen (Mehrfachnutzung).

## Confinementkonzept

Das Confinement von Mochovce hat die ohnehin bekannte Schwäche, die im Fall von Dukovany schon angesprochen wurde, dass es kein doppelwandiges zylindrisches oder kugeliges Volldruck-Containment ist, sondern aus einer Aneinanderreihung von „hermetischen“ kubischen Boxen besteht und eine relativ hohe Leckrate besitzt. Es ist somit für einen, den Auslegungsstörfall überschreitenden schweren Unfall nicht ausgelegt.

Wie bei Fukushima könnte ein hoher auftretender Druck auch hier in letzter Stufe zu Problemen führen.

In Fukushima wurde die Wasserstoffproblematik nicht beherrscht. Mochovce hat zur Entschärfung der Problematik katalytische Wasserstoff-Rekombinatoren vorgesehen, deren Wirksamkeit allerdings sehr von deren Positionierung derselben im Confinement abhängt, weil der Wasserstoff in inhomogener Verteilung auftreten wird. Daraus leitet sich das Erfordernis einer richtigen Positionierung ab, die im Vorhinein wegen der unbe-

kannten thermodynamischen Randbedingungen aber schwer / wenn überhaupt zu bestimmen ist. Nach den Erfahrungen von Fukushima ist nicht auszuschließen, dass auch andere Räumlichkeiten als das Confinement von der Wasserstoffproblematik betroffen sein können.

### **Außenliegendes Abklingbecken**

Ähnlich wie in Fukushima liegt das Abklingbecken in Mochovce – wie auch bei allen WWER 440/213 Anlagen - in der Reaktorhalle außerhalb des Confinements, wobei das Problem dadurch verschärft wird, dass die beiden Reaktorblöcke MO 3/4 eine gemeinsame Reaktorhalle haben, und daher eine gegenseitige Beeinträchtigung im Schadensfalle nicht auszuschließen ist.

Der Betreiber geht davon aus, dass in dem Gebäude wegen seiner Größe keine Wasserstoff-Rekombinatoren zur Vermeidung von Wasserstoffexplosionen erforderlich sind, doch dafür fehlen entsprechende Nachweise sowohl für schwere Unfallsituationen an den Reaktoren als auch an den Abklingbecken.

Auf Basis der jüngsten Informationen soll MO<sub>3/4</sub> nach einer Verzögerung von 6 bzw. 7 Jahren im Jahr 2019 in Betrieb gehen. Die Anlage soll dann all jene „Verbesserungsmaßnahmen“ in den NACPII Berichten, die in den anderen WWER 440/213er Anlagen erst nachträglich implementiert wurden / noch werden, bereits durch eine „Erweiterung der Auslegung“ vor Inbetriebnahme diese Verbesserungen enthalten (Enel und Slovenske Elektrarne 2012).

### **Abweichungen des Sicherheitsniveaus**

Die Abweichungen vom Sicherheitsniveau sind im Unterkapitel 6.4.2 unter „Generische Diskussion WWER 440/213“ beschrieben.

#### **6.4.4. Dukovany, Tschechien**

Das KKW Dukovany (EDU) besteht aus vier Reaktoren des Typs WWER 440/213 zu je 500 MW<sub>el</sub>. Es befindet sich rund 40 km westlich von Brunn. Baubeginn war im Jahr 1979, die Inbetriebnahme folgte in den Jahren 1985-1987. Die Leistungserhöhungen pro Block von 440 auf 500 MW<sub>el</sub> erfolgten bis zum Jahr 2017 durch primär- und sekundärseitige Maßnahmen. Die Reaktorblöcke haben ihre ursprünglich geplante Laufzeit von 30 Jahren bereits überschritten. Sie befinden sich in einer Laufzeitverlängerung von 10 Jahren.

Die WWER 440/213er Reaktorblöcke werden als Mehrblockanlagen (Zwillingsanlagen) betrieben. Die ursprüngliche Auslegung von EDU sah vier Blöcke pro Anlage vor. Je zwei Blöcke wurden als Zwillingseinheiten zusammengefasst (1,2 und 3,4). In der ursprünglichen Auslegung der Reaktorblöcke waren keine Vorkehrungen gegen schwere Unfälle vorgesehen (IAEA-TECDOC-742 1994, S 11).

Basierend auf einem umfangreichen Safety Assessment-Programm mit internationaler Unterstützung (z. B. PHARE) wurde das Modernisierungsprogramm MORAVA für das KKW Dukovany entwickelt, dessen Implementierung für 2000-2010 vorgesehen war (EDU/Rez 1999). Die Modernisierung von Block 3 wurde 2005 abgeschlossen (Kirschner 2005).



Tabelle 8: Angaben zu, KKW Dukovany (IAEA PRIS 2019).

Name	Leistung	Betriebsbeginn
Dukovany 1 (EDU 1)	500 MW	03.05.1985
Dukovany 2 (EDU 2)	500 MW	21.03.1986
Dukovany 3 (EDU 3)	500 MW	20.12.1986
Dukovany 4 (EDU 4)	500 MW	19.07.1987

## Versprödung des Reaktordruckbehälters

Der Nachweis der Sprödbruchsicherheit des RDB wird entsprechend dem Regelwerk VERLIFE durchgeführt und konzentriert sich auf die untere kernnahe Schweißnaht o.i.4. (Pistora 2003a, Pistora et al. 2009).

Aus (Kupca et al. 1993) ist zu vermuten, dass die Voreilproben der RDB im Rahmen des Bestrahlungsprogramms SSSP Dukovany in Jaslovské Bohunice bestrahlt wurden. In dem Bericht werden Ergebnisse des Programms angegeben, woraus zu sehen ist, dass insbesondere das Schweißgut (WM) von EDU 1 nach drei Bestrahlungszyklen stark versprödet ist (vermutlich entsprechen 3 Bestrahlungszyklen dem Zustand bei 30 Betriebsjahren):

Tabelle 9: Ergebnisse des Voreilprobenprogramms (Kupca und Beno 1993).

	$T_{ko}$ (°C)	$T_{kfi}$ (°C)	$T_{kfi}$ (°C)	$T_{kf3}$ (°C)
EDU 1	30	89	110	130
EDU 2	-10	26	40	
EDU 3	-7	32	40	60
EDU 4	7	38		

Geht man von dem für Bohunice angenommenen Grenzwert für die Versprödung ( $T_k^a$ ) von 135°C aus, dann ist der RDB in EDU 1 besorgniserregend stark versprödet. Schon seit 1994 wird das Notkühlwasser auf 55-60°C aufgeheizt, um die Folgen eines Thermoschocks im Fall einer Notkühlung abzumildern.

Explizite Angaben zu dem Versprödungszustand der Reaktordruckbehälter sind in dem SUJB-Bericht (SUJB 2017) nicht zu finden, offensichtlich läuft derzeit ein Neubewertungsprogramm: (Specific Ageing Management Programme for reactor pressure vessels), das 2015 gestartet wurde. Als Ergebnis des Programms wird für 2020 die Bestimmung des spezifizierten Wertes von  $T_k^a$  (maximum allowable  $T_k$  value) nach dem Stand von Wissenschaft und Technik unter Berücksichtigung des derzeitigen Zustands der Anlage erwartet.

Zusammenfassend muss man davon ausgehen, dass die Versprödung des RDB-Schweißguts speziell für den ersten Block bereits bedenklich hoch ist.

## Bereits erfolgte Nachrüstungen

Tschechien hat im Jahre 1985 mit einem Alterungs- Management- Programm für alle auf seinem Staatsgebiet in Betrieb befindlichen KKWs begonnen (SUJB 2017). In diesem Programm wird die Alterung aller sicher-

heitsrelevanten Strukturen, Komponenten und Systeme eines KKWs wie Kabel, Rohrleitungen, der RDB und das Containment / Confinement periodisch erfasst und bewertet.

Nach dem Jahre 1990 wurde der bis dahin in der Öffentlichkeit relativ unbekannte Stand des Designs der sowjetischen WWER Reaktoren vom Typ 440/213 und 1000/320 bekannt. Mehrere Sicherheitskommissionen wurden zusammengestellt und machten Anlagen-Begehungen an allen WWER Standorten. Die spezifischen Befund-Berichte zu den einzelnen Anlagen, deren wesentliche Ergebnisse veröffentlicht wurden<sup>61</sup>, verstärkten und beschleunigten bestehende Aktivitäten der Betreiber zur Modernisierung und sicherheitstechnischen Nachrüstung ihrer Reaktoranlagen (z. B. Dukovany Modernisation-Reconstruction-Analysis-Validation Programm MORAVA (EDU/REZ 1999), das im Zeitraum 2000 bis 2012 durchgeführt wurde.

Die Mängel im Bereich Mess- und Regeltechnik wurden schrittweise in den Jahren 2002 bis 2016 behoben (ZAT 2018, Tichy 2018) (z. B. für das Primärsystem im Jahr 2014 abgeschlossen, für andere Bereiche 2016) und die seismische Qualifizierung von Instrumenten weitestgehend vorgenommen, sowie die Aufenthaltsmöglichkeit des Betriebspersonals im Kontrollraum bei Störfallbedingungen deutlich verbessert.

Die elektrische Ausrüstung wurde sicherheitstechnisch qualifiziert und die Stromversorgung u. a. durch zusätzliche mobile Einheiten für einen auslegungsüberschreitenden Störfall nachgerüstet.

Fortschritte wurden in der Vergangenheit auch bei der Modernisierung und Nachrüstung in Bezug auf Vermeidung und Management Externer Einwirkungen auf die Anlage wie z. B. durch Feuer und / oder Überflutung erreicht. Eine seismische Qualifizierung von sicherheitstechnischen Komponenten der Reaktoranlage wurde auf Basis der vorgegebenen Auslegungswerte (derzeit 0,15g max. Horizontalbeschleunigung bei Erdbeben) durchgeführt.

Bezüglich einer Erhöhung der Widerstandsfähigkeit durch bauliche Maßnahmen am Reaktorgebäude gegen Flugzeugabsturz war an der fertiggebauten Anlage keine Verbesserung vornehmbar. Besonders gefährdete Bereiche und Komponenten, wie z. B. das ungeschützte Abklingbecken für abgebrannte Brennelemente, das außerhalb des Confinements situiert ist, sowie die baulich schwachen Confinementabdeckungen oberhalb des Reaktors und der Hauptkühlmittelpumpen blieben bestehen. Die vorgenommenen Maßnahmen in der Vergangenheit betrafen diesbezüglich daher nur Sekundärmaßnahmen, wie das Verbot von Flugbewegungen in der näheren und weiteren Umgebung des Kernkraftwerkes.

Bis zum Jahr 2017 haben alle EDU Reaktorblöcke LTO-Genehmigungen erhalten (EDU 2017/2018). Das tschechische Regelwerk für LTO sieht kein festes Ende für das Betriebsende einer Reaktoranlage vor, solange der Betrieb des KKW die Sicherheitskriterien der nationalen Genehmigungsbehörde erfüllt. Die Sicherheit des KKW wird alle zehn Jahre mit der periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ) überprüft. Der PSÜ muss nachweisen, dass am Ende des Zeitraums von zehn Jahren noch ausreichende Sicherheitsmargen vorhanden sind. Dieser Ansatz für LTO wird auch in anderen Ländern verfolgt. Die tatsächliche Lebensdauer wird durch nicht oder schwer austauschbare Komponenten, wie u. a. Reaktordruckbehälter und Dampferzeuger begrenzt sein.

Die schweren Unfälle von Fukushima im Jahr 2011 zeigten generell für alle Kernkraftwerke, so auch für die WWER 440/213 sowie für die WWER 1000/320 Reaktoren, das Risiko der derzeitigen Kernkraftwerke auf und zwangen den Betreiber zu weiteren notwendigen Maßnahmen der Risikoreduktion (NACP CR 2018).

Die Betreiber der KKW führen in diesem Bericht an, wie sie an ihren Anlagen Situationen managen wollen, die Auslöser für die schweren Unfälle in Fukushima waren, und welche zusätzlichen Verbesserungsmaßnah-

<sup>61</sup>Entsprechende Berichte des Instituts für Sicherheits- und Risikowissenschaften (Uni Wien, BOKU Wien).

men bzw. Vorkehrungen sie zu treffen vorhaben, um die Funktion sicherheitsrelevanter Systeme, Komponenten und Strukturen dabei zu erhalten.

Die Verbesserungsmaßnahmen an den Reaktoren am Standort Dukovany sind bereits seit 2017 durchgeführt, da sie auch zum Teil schon vor Fukushima gestartet worden waren (z. B. seismische Verstärkungen 2009, NAcP Wsh 2015). Bei den Maßnahmen handelte es sich sowohl um sogenannte “hardware” als auch “software” Maßnahmen, die einerseits aus den Vorkommnissen in Fukushima resultierten, als auch aus Ergebnissen der periodischen Sicherheitsüberprüfungen der KKWs sowie aus anderen relevanten Projekten (wie jenes für LTO) und Sicherheitsbeurteilungen der IAEA.

Die Verbesserungsmaßnahmen betrafen Bereiche wie

- die Komplettierung der Nachrüstung von besonders sicherheitsrelevanten Strukturen, Gebäuden, Komponenten und Systemen in Bezug auf verbesserte seismische Widerstandsfähigkeit und die Installation eines seismischen Überwachungssystems, wenn auch der Standort Dukovany vom Betreiber als seismisch nicht gefährdet beurteilt wird
- die Bewertung von Überflutungsmöglichkeiten am Standort Dukovany und entsprechende Maßnahmen dagegen. Wenn auch der Standort nicht durch Überschwemmungen von Flüssen gefährdet ist, so sind doch extreme Wettersituationen wie Starkregen zu berücksichtigen.
- Die Bereitstellung zusätzlicher alternativer und diverser Kühl- und Wärmesenken, die bei Ausfall der bestehenden zum Einsatz kommen können
- die Verbesserung der Wechselstromversorgung durch Installation bzw. Verfügbarmachung von alternativen (z. B. zusätzlicher Notstromdiesel), auch länger verfügbaren Stromquellen und Anschlussmöglichkeiten am Standort und außerhalb
- eine entsprechende Verbesserung der Gleichstromversorgung mit Schaffung verbesserter Kapazitäten
- eine Verbesserung und Anhebung z. B. bezüglich des Nachschubs von Treibstoff, Schmieröl etc. für Notstromdieselaggregate aber auch von Kühlwasser, sobald die vorhandenen Vorräte erschöpft sind
- eine Verbesserung der Instrumentierung und Überwachung der Anlage durch passive Systeme (ohne Stromverbrauch)
- eine Verbesserung der Sicherheit der Anlage beim Abschalten des Reaktors, bzw. im abgeschalteten Nachkühlzustand
- die Verbesserung der Lüftungskapazität während eines Station Blackout (SBO), um die Funktionsfähigkeit der verschiedensten Instrumente (z. B. Anzeigergeräte) sicherzustellen
- eine Verbesserung und Sicherstellung der Möglichkeit des sicheren Aufenthaltes des Betriebspersonals in den Kontrollräumen (Haupt- und Notkontrollraum) auch bei einem schweren Unfall mit Station Blackout und Confinement- / Containment-Versagen
- eine Verbesserung der Robustheit der Kühlung der abgebrannten Brennelemente im Abklingbecken (SFP); speziell für die WWER 440/213 Anlagen in Dukovany soll die Nachfüllung desselben alternativ auch durch Schwerkraft aus dem Bubbler Condenser erfolgen können (Maßnahme 15; diese Maßnahme stellt ein Problem dar, da das Kühlwasser aus dem Bubble Condenser auch für die SAM Maßnahme IVR vorgesehen ist)
- eine Verbesserung der funktionalen Trennung und Unabhängigkeit von Sicherheitssystemen von normalen nicht sicherheitsqualifizierten Betriebssystemen (wie den 4 Kühltürmen); für die WWER 440/213

Anlagen in Dukovany wurden Maßnahmen zur Diversifizierung der Möglichkeiten bezüglich der letzten Wärmesenke vorgenommen (NR CR 2011)

- eine Sicherstellung und Bereitstellung aller notwendigen Mittel, dass auch bei Station Blackout die sicherheitsrelevanten und kritischen Strömungspfade (z. B. für Notkühlung) bezüglich Verfügbarkeit zugänglich, überprüfbar und falls erforderlich auch diese Pfade durch manuellen Eingriff wieder verfügbar gemacht werden können
- eine Bereitstellung von mobilen Pumpen, Stromversorgungen und Luftkompressoren mit vorbereiteten Schnellanschlüssen, sowie geschultem Personal
- die Bereitstellung eines „gebunkerten Systems“ mit geschultem Personal und Verfahren, um eine zusätzliche „Schutzebene“ zu haben, die für die Bewältigung vielfältiger extremer Ereignisse geeignet ist, besonders für solche, die über die Auslegung der Reaktoranlage hinausgehen
- eine Verbesserung zu schaffen bezüglich der Möglichkeit und des Potenzials, Unfälle, die gleichzeitig in WWER Zwillingsanlagen am Standort auftreten, unter Berücksichtigung desselben zu managen (besonders relevant für die Anlagen in Dukovany)
- eine Verbesserung des Inspektions- und Trainingsprogramms für zusätzliche stationäre und mobile Ausrüstung in Bezug auf Implementierung, Instandhaltung, und Handhabung beim Einsatz
- weitere Studien zur Bewältigung von Unsicherheiten betreffend die Integrität der Struktur des Abklingbeckens, der Funktionalität von Steuergeräten und zur Bewältigung kritischer Zustände mit Schäden weiter Verbreitung (z. B. bei Dukovany die Beeinträchtigung von erforderlichen zivilen Bauten durch Wetter-Extremsituationen)
- eine Bereitstellung von Vorsorgemaßnahmen (Hardware) für das Managen schwerer Unfälle; für Dukovany Bereitstellung mobiler (tragbarer) Geräte zur Sicherstellung der Durchführbarkeit der SAM-Maßnahmen, Realisierung der Kühlung außerhalb des RDB für IVR SAMGs, Installation zusätzlicher Wasserstoff-Rekombinatoren, die für schwere Unfälle in den Kernkraftwerken ausreichend sind, Untersuchungen bezüglich eines gefilterten Druckentlastungssystem (filtered venting), um das Confinement vor dem Verlust der Integrität durch Überdruck zu bewahren und große Freisetzung von Radioaktivität in die Umgebung zu vermeiden
- Überprüfung, Verbesserung, Validierung, Schulung und Training der verschiedenen SAM Maßnahmen (Software) in Bezug auf Verfügbarkeit und Durchführbarkeit mit der vorgesehenen Ausrüstung in den unterschiedlichsten relevanten Extremsituationen unter verschärften Bedingungen und Erweiterung der SAM Maßnahmen auf alle möglichen Anlagenzustände
- die Verbesserung von internen und externen Kommunikationssystemen für den Fall eines schweren Unfalls,
- Bereitstellung von Vorkehrungen zum Wasserstoffmanagement in Räumen außerhalb des Confinements
- Vorsorge zur Bewältigung großer Volumina kontaminierten Wassers, die bei der Bekämpfung der Auswirkungen eines schweren Unfalls anfallen
- die Vorkehrung für den Strahlenschutz für das Betriebspersonal und allen anderen an den SAM und Notfallmaßnahmen beteiligten Mitarbeitern
- Die sichere Bereitstellung und der sichere Betrieb eines für alle Fälle geschützten Notfallzentrums vor Ort, das in der Lage ist, einen schweren Unfall zu bewältigen

- Unterstützungsmöglichkeiten für das lokale Betriebspersonal im Extremfall, eine umfassende PSA der Stufe 2 als Instrument zur Erkennung von Schwachstellen in der Anlage und weitere Studien zur Verbesserung der SAMGs.

Für die WWER Reaktorblöcke in Dukovany sind die Maßnahmen bereits bis Ende 2016 durchgeführt worden (NAR SR 2017, Part IV-, 6. Implementation Activities-Actions).

## Abweichungen des Sicherheitsniveaus

Die Abweichungen vom Sicherheitsniveau sind im Unterkapitel 6.4.2 unter „Generische Diskussion WWER 440/213“ beschrieben.

### 6.4.5. Temelin, Tschechien

Das Kernkraftwerk Temelin ist eine Zwei-Block, Vier-Loop WWER-1000/Typ 320 Druckwasserreaktor Anlage. Der Standort liegt in der südlichen Tschechischen Republik, etwa 23 Kilometer nördlich von Ceske Budejovice entfernt.

Der Planungsbeginn fällt in die Mitte der 1970er Jahre, Baubeginn war Februar 1987. Der Block 1 begann den Betrieb im Jahre 2000 und Block 2 folgte im Jahr 2002. Eine Leistungserhöhung auf 1086 MW<sub>el</sub> erfolgte im Jahr 2013, ausschließlich durch sekundärseitige Maßnahmen.

Im Laufe des Betriebes der WWER 1000/320 Reaktoren zeigten sich Alterungsphänomene an folgenden Problemstellen (Kantona 2011):

- am / im Dampferzeuger primär infolge von Korrosion
- am mit Stahlseilen vorgespannten Containment infolge sukzessiver Abnahme der Vorspannung.

Für die WWER 1000/320 Reaktoren stellen die Reaktordruckbehälter infolge der Materialversprödung durch Neutronenbeschuss im Bereich des Reaktorkernes, als auch die Containments, infolge der Neigung zur Abnahme deren Beton-Vorspannung die Lebensdauer bestimmenden Systeme und Komponenten dar. Die Dampferzeuger werden trotz mehrfacher potenzieller Alterungsmechanismen nicht als Lebensdauer bestimmend erachtet, da sie -wenn erforderlich- austauschbar sein sollen (Katona 2011) (im Gegensatz zu jenen der WWER 440er Reaktoren).

Die Erdbebengefährdung am Standort (Wallner 2012) wird für die höchste Sicherheitsstufe SL-2 mit einer maximalen Horizontalbeschleunigung PGAH = 0,08 g angegeben, was einer Intensität von 6,5° nach MSK-6412 entspricht. Dieser Wert wurde in Übereinstimmung mit den Richtlinien der IAEA auf PGAH = 0,1 g angehoben, was den international anerkannten Mindestanforderungen bezüglich Erdbebensicherheit entspricht.

**Tabelle 10: Angaben zum KKW Temelin (IAEA PRIS 2019).**

Name	Leistung	Betriebsbeginn
Temelin 1 (ETE 1)	1026 MW	21.12.2000
Temelin 2 (ETE 2)	1026 MW	29.12.2002

## Ursprüngliches Sicherheitskonzept

Die ursprüngliche Reaktorauslegung des WWER 1000/320 Reaktortyps in Temelin geht auf das Jahr 1979 zurück und weist folgende technische Spezifika, Sicherheitsmerkmale und Sicherheitsmängel auf:

Die thermische Leistung eines Blockes betrug ursprünglich 3000 MW<sub>th</sub> und die erzeugte elektrische Leistung 1000 MW<sub>el</sub>. Gegenüber den WWER 440er Blöcken besitzt der WWER 1000/320 eine Leistungsdichte (MW / Primärkreisvolumen), die mehr als doppelt so hoch ist. Im Vergleich mit westlichen Reaktoren liegt der WWER 1000 damit im Spitzenfeld. Der WWER 1000 hat vier Loops und keine Absperrschieber. In den 4 Loops sind die Hauptkühlmittelpumpen und die für WWER Anlagen typischen horizontal angeordneten Dampferzeuger installiert. Die Kühlmittel- Eintritts- / Austrittstemperatur betragen 290 / 322 °C, der Betriebsdruck 15,7 MPa. Jeder Reaktorblock hat sein eigenes vorgespanntes zylinderförmiges Stahlbeton-Volldruck-Containment mit Stahlliner (d.h. kein Druckunterdrückungssystem und keine hermetischen Boxen wie der WWER 440). Darin befinden sich das gesamte Primärkreissystem und das Abklingbecken für die abgebrannten Brennelemente. Das WWER 1000 Konzept ist von der Auslegung her westlichen Druckwasserreaktoren somit sehr vergleichbar. Die Sicherheitsmerkmale und das ursprüngliche Sicherheitskonzept sowie dessen Mängel sind im Detail in IAEA Berichten (IAEA 1996) festgehalten.

Der WWER 1000 Reaktordruckbehälter ist wie der 440er im Bereich des Reaktorkernes versprödungsanfällig.

Primäre Sicherheitsmängel betrafen auch die Qualität und die Verlässlichkeit der instrumentellen Ausrüstung besonders in Bezug auf die Leittechnik (I&C), als auch Schwächen der Auslegung des gesamten Reaktorsystems, bei welcher Teile redundanter Systeme gefährdet und für schädigende Einwirkungen durch andere Systeme anfällig waren. Weiters bestanden Schwachstellen bezüglich gemeinsamen Versagens von Systemen und Komponenten infolge Feuer, interner Überflutung oder gefährdenden externen Einwirkungen.

Der Redundanzgrad von Sicherheitssystemen, wie z. B. der von Notkühlsystemen war ursprünglich geringer als z. B. bei den deutschen KONVOI Reaktoren. Bezüglich der Sicherheits- und Abblaseventile bestanden Probleme betreffend der ausreichenden Qualifizierung wie bei den WWER 440 Reaktoren.

## Versprödung des Reaktordruckbehälters

Die Reaktordruckbehälter erfüllen die Anforderungen des Regelwerks VERLIFE; besonderes Augenmerk kommt den kernnahen Schweißnähten Nr. 3 und 4 zu. Zur Berechnung der anzunehmenden Versprödung wurden die Trendkurven aus dem Russischen Regelwerk (PNAEG-1989) in VERLIFE übernommen. Nach (Brumovský 2009) sind diese Trendkurven problematisch, da sie auf Bestrahlungsexperimenten in Forschungsreaktoren beruhen, die sehr hohe Neutronenflussdichten im Vergleich zur RDB-Wand aufweisen, wodurch möglicherweise der Flussdichte-Effekt (dose rate effect)<sup>62</sup> zum Tragen kommt. Die Trendkurven berücksichtigen den Nickelgehalt nicht, - bei den hohen Nickelgehalten im WWER-1000 Schweißgut (>1,6 wt%)<sup>63</sup> war nach russischen Studien eine verstärkte Versprödung zu erwarten, die aber an den Voreilproben nicht verifiziert wurde (Brumovský 2009). Dies ist vermutlich auf einen synergistischen Effekt bei gleichzeitig hohen Mangan-Gehalten zurückzuführen (Kryukov et al. 2002). Nach (Brumovský 2009) muss auch eine relativ hohe thermische Alterung in WWER-1000 RDB berücksichtigt werden. Offen ist nach Brumovský die Frage,

<sup>62</sup>Bei gleicher Gesamtdosis ist die Versprödung bei kleinen Neutronenflussdichten größer, als bei hohen Neutronenflussdichten, d.h. die Trendkurven könnten nicht konservativ sein und die tatsächliche Versprödung der RDB-Wand unterschätzen.

<sup>63</sup>Nickel verbessert die Schweißbarkeit, zudem sind die Ausgangswerte der Sprödbruchübergangstemperatur ( $T_{ko}$ ) sehr niedrig

ob bei hohen Neutronendosen der so genannte "Late-Blooming"-Effekt, d.h. ein starker Anstieg der Versprödung in Stahl mit hohem Nickelgehalt auftritt, was für den Fall einer Laufzeitverlängerung von Bedeutung sein könnte.

Nach (Kral et al. 2005) ergibt sich aus den durchgeführten PTS-Analysen, dass der maximal erlaubte Wert der Spröbruchübergangstemperatur ( $T_k^a$ ) für einen 20 mm tiefen axialen Riss im Schweißgut für die schärfste Transiente bei 108,6°C liegt. Das Aufwärmen des Notkühlwassers auf 55-60°C geht in die PTS-Analyse ein.

Anhand der VERLIFE-Trendkurven (unterstützt durch die Ergebnisse des Voreilproben-Bestrahlungsprogramms) ist die Integrität der RDB für 40 Jahre gewährleistet. Nach Brumovský ist die ultimative Lösung des Versprödungsproblems in Hinblick auf eine Laufzeitverlängerung das thermische Glühen des RDB zur Reduzierung der Versprödung, das bereits erfolgreich an WWER-440/230 RDB angewandt wurde.<sup>64</sup>

Zusammenfassend stellt sich die Versprödung der RDB als derzeit akzeptabel dar, sollte aber mit zunehmender Betriebsdauer weiter im Auge behalten werden.

## Schweißnaht

Im Jahr 2000 wurde Greenpeace von einem Zeugen darüber informiert, dass im Kernkraftwerk Temelin im Rahmen der Errichtung von Block 1 eine der sicherheitstechnisch bedeutsamsten Schweißnähte direkt am Reaktordruckbehälter wegen eines verdreht angeschweißten Rohres wieder aufgetrennt und anschließend ohne Beachtung der Herstellungsvorschriften von Schweißnähten wieder verschweißt worden sei. Sollte dieser Vorwurf zutreffen, würde dies bedeuten, dass es ein erhebliches Risiko für den Bruch der Schweißnaht, insbesondere bei Störfällen, und damit für eine Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Umwelt gibt.

Der Betreiber des Kernkraftwerkes CEZ und die tschechische Atomaufsichtsbehörde SUJB bestreiten bis heute, dass es einen entsprechenden Vorgang im Kraftwerk gegeben hat. Greenpeace und weitere Personen haben sich in den Folgejahren intensiv um Aufklärung des Sachverhaltes sowohl beim Betreiber des Kernkraftwerkes als auch bei der zuständigen tschechischen Aufsichtsbehörde bemüht. Bis zum heutigen Tag ist unklar geblieben, ob die vom Zeugen behauptete, nicht den Herstellungsvorschriften entsprechende Schweißung, stattgefunden hat. Sowohl der Betreiber als auch die tschechische Atomaufsichtsbehörde verwickelten sich in erhebliche Widersprüche. Letztlich wurde eingeräumt, dass die erforderliche Dokumentation nur teilweise vorhanden ist. Da aber diese offensichtlich defizitäre Dokumentation nicht öffentlich zugänglich war, verbleiben erhebliche Zweifel an der erforderlichen Qualität der Schweißnaht. Auch die veröffentlichten Berichte über Untersuchungen eines Gutachters im Jahr 2001 und danach sind nicht geeignet, die erforderliche Qualität der Schweißnaht nachzuweisen.

Aufgrund des bisher bekannten Sachverhaltes ist die vorhandene Dokumentation defizitär. Unabhängig davon, ob es zu der von Greenpeace behaupteten illegalen Trennung der Schweißnaht 1-4-5 gekommen ist, spricht einiges dafür, dass für Schweißnähte im Anschlussbereich des Reaktordruckbehälters die erforderliche Qualität nicht für alle nachgewiesen ist.

Der Nachweis ist nur möglich, wenn von der tschechischen Aufsichtsbehörde alle Dokumentationsunterlagen veröffentlicht und diese von einem von der Aufsichtsbehörde und Betreiber unabhängigen Sachverständigen überprüft werden. Auf der Basis dieser Überprüfungen müsste dann entschieden werden, ob weitere zerstörungsfreie werkstofftechnische Untersuchungen an der Schweißnaht zur Feststellung der erforderlichen

<sup>64</sup>An Proben aus den geglühten RDB des stillgelegten KKW Greifswald wurden der Erfolg des thermischen Glühens überprüft (Schuhknecht et al. 2009).



Qualität ausreichend sind oder ob eine Neuverschweißung entsprechend den einschlägigen Regeln erforderlich ist.

### **Lücken in der ursprünglichen Auslegung bzw. Dokumentation**

Mit der Beseitigung der Auslegungsschwächen wurde an den Temelin Reaktorblöcken, ähnlich wie bei den WWR 440 Reaktoren, Anfang der 1990er Jahre begonnen. Unter anderen führte auch ein internationales Expertenteam unter österreichischer Führung Sicherheitsüberprüfungen am Kernkraftwerk Temelin durch und erstellte mehrere technische Berichte, wie z. B. 2001 ein „Schwarzbuch“ zum Kernkraftwerk Temelin (ATPP 2001).

Als besonders wichtige Problembereiche wurden damals beispielsweise folgende betrachtet:

- Die Integrität des Reaktordruckbehälters – es war keine dem heutigen europäischen Stand der Technik entsprechende vorbetriebliche Sprödbruchsicherheitsanalyse durchgeführt gewesen,
- Zerstörungsfreie Prüfung – die vorbetrieblich angewandten Verfahren entsprachen nicht dem Stand der Technik
- Es fehlte eine Qualifikation sicherheitsrelevanter Komponenten unter Störfallbedingungen und Erdbebenbelastung
- Die Analyse zur Erdbebengefährdung des Standortes entsprach nicht dem Stand der Technik
- Hochbeanspruchte, parallel geführte Rohrleitungen auf der +28,8 m Bühne waren unzureichend gegeneinander abgeschirmt
- die Dokumentation der Qualifikation von Ventilen (Sicherheits- und Abblaseventile) für Dampf-Wassergemisch lag nicht vor,
- die Containmentintegrität war für verschiedene Unfallbedingungen mit Containmentversagen (durch Wasserstoffexplosionen, Kernschmelze-Wand-Kontakten oder Durchschmelzen der Reaktorgrube nicht hinreichend analysiert,
- außerdem konnte bis dato nicht gezeigt werden, dass die dem europäischen Sicherheitskonsens zuwiderlaufende Dominanz des Beitrages von auslegungsbedingten möglichen Containmentbypass-Ereignissen zur Kernschmelzwahrscheinlichkeit unterdrückt werden kann

Es war somit damals (also im Jahr 2001) nicht durch entsprechende Analysen nachgewiesen, dass die nukleare Sicherheit des KKW Temelin dem Stand der Technik entsprach, wie er in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union zur Anwendung kam.

In den Jahren 2002 bis 2004 wurden im Rahmen der ETE-ROADMAP die gravierendsten Sicherheitsdefizite, die im Austrian Report 2001 aufgelistet worden waren, im Detail auf österreichisch-tschechischen Expertentreffen in mehreren Projekten (PN2 bis PN9) mit folgenden Ergebnissen behandelt (ETE-ROADMAP 2005).

- Für die Hochenergetische Leitungen war die Einschätzung des österreichischen Expertenteams, dass der Sicherheitsnachweis, der von tschechischer Seite vorgelegt wurde, nicht gängiger EU-Praxis entspricht.
- Die Qualifikation von Ventilen: Nach Einschätzung des österreichischen Expertenteams reichte die tschechische Vorgangsweise nicht aus, um nachzuweisen, dass die Funktion der Frischdampf-Sicherheits- und

Entlastungsventile für dynamische Zweiphasenströmungen und unterkühltes Wasser unter Druck ausreichend qualifiziert ist.

- Betreffend die Zerstörungsfreie Prüfung der Integrität der Primärkreiskomponenten waren die wiederkehrenden Prüfungen und zerstörungsfreien Prüfungen der Integrität der Primärkreislaufkomponenten in Temelin mit jenen in Westeuropäischen Kernkraftwerken als vergleichbar zu bewerten.
- Die Qualifizierung von „sicherheitsklassifizierten“ Komponenten: Die generelle Bewertung lautete, dass die Qualifizierung von Komponenten in Temelin betreffend Prinzipien, verwendeten Methoden und erzielten Resultaten mit westlichem Herangehen vergleichbar ist.
- Die Erdbebengefährdung des KKW Standortes Temelin: Die vorgelegte tschechische Erdbeben-Gefährdungsabschätzung wurde von österreichischer Seite als nicht konservativ bewertet.
- Die Integrität des Reaktordruckbehälters: Die vorgelegte tschechische PTS Analyse entsprach nach österreichischer Bewertung im Allgemeinen dem Stand der Technik.
- Die SAMGs als Leitlinien für den Umgang des KKW Personals mit einem Schwere Unfall mit Kernschmelze. Die Entwicklung und Implementierung des SAMG Programms war damals (2002) noch nicht abgeschlossen, aber bereits weit fortgeschritten. Infolge der Höhe der Nachzerfallsleistung der WWER 1000/320 Reaktoren ging man damals davon aus, dass bei einem Unfall mit Kernschmelze eine Rückhaltung derselben im RDB nicht möglich sei.

Unabhängig davon wurde 2016 ein Projekt gestartet, in dem untersucht werden sollte, welche Maßnahmen unternommen werden müssten, um das IVR Konzept auch für Reaktoren mit deutlich höherer Leistung als den WWER 440/213 einsetzen zu können (Zdarek 2016).

## Nachrüstungen

Das Alterungsmanagement-Programm für das KKW Temelin entspricht im Wesentlichen jenem für das KKW Dukovany (SUJB 2017). Letzte bereits angeordnete Nachrüstungen für die WWER 1000/320 in der Folge der Fukushima Unfälle sind im tschechischen NAcP Bericht vom Jahr 2018 (SUJB 2018) zusammengefasst.

Die dort angeführten Nachrüstungs- und Verbesserungsmaßnahmen, welche generell die Erhöhung der Kühlwasserkapazitäten, der Möglichkeiten der Wechsel- und Gleichstromversorgung im Notstromfall sowie diverse Anschlussmöglichkeiten mit mobilen Geräten für Kühlwasser und Strom vorsahen, sind meist bereits seit 2016 implementiert. Für die Maßnahmen betreffend das Managen eines Kernschmelzunfalls und jene, betreffend die damit einhergehende Druckbelastung des Containments sind noch in Bearbeitung und sollen bis zum Jahre 2022 entwickelt (siehe auch Zdarek 2016) und implementiert werden.

## Weitere Abweichungen des Sicherheitsniveaus

Im Folgenden werden die wesentlichen Defizite an den Reaktorblöcken in Temelin beschrieben (Kromp-Kolb et al. 2015/16). Trotz der relativ späten Inbetriebnahme gehört das Kernkraftwerk Temelin der Generation II an und hat bestimmte Schwachstellen. Primär geht es um

- die Containment-Unterkante, die sich 13 m über dem Erdboden befindet - eine Konstruktion mit potenziell schweren Folgen im Falle einer Kernschmelze und

- das erhöhte Risiko des simultanen Bruches aller 4 Speisewasser- und Frischdampfleitungen auf der sogenannten 28,8 m Bühne.

Die Gefahrenmomente des KKW Temelin konnten im Rahmen des sogenannten Melker Prozesses und der Erstellung der sogenannten Roadmap relativ umfassend aufgezeigt werden. Eine Reihe von Verbesserungen wurden von der tschechischen Seite zugesagt, ohne jedoch den eingangs von ihr behaupteten Sicherheitsstandard der zuletzt in der EU in Betrieb gegangenen KKWs, wie die deutschen Konvoi-Anlagen, die französischen N4 oder das britische Sizewell B, auch nur annähernd zu erreichen - ein Standard, der zwar den schweren Unfall auch nicht auszuschließen erlaubt, der aber dessen Eintrittswahrscheinlichkeit herabsetzt. Die Stresstest-Ergebnisse zeigen, dass wichtige Verbesserungszusagen aus dem Melker Prozess nicht eingehalten wurden, und dass die Kernschmelzwahrscheinlichkeit in Temelin im Vergleich mit anderen KKW vergleichsweise hoch liegt.

Bei den beiden in Betrieb befindlichen Reaktorblöcken fehlt derzeit ein schlüssiges und validiertes Konzept zum Managen eines Kernschmelzunfalls im Reaktordruckbehälter und seiner Folgen gänzlich. Entgegen einem früheren Konzept, das ein Management der Kernschmelze nach Durchschmelzen des RDB außerhalb desselben vorsah (Melker Protokoll) ist derzeit das Konzept der Kernschmelzerückhaltung im RDB, also der Vermeidung eines Durchschmelzens durch Außenkühlung in Überlegung (NACP CR 2018). Eine Realisierung eines solchen Konzeptes bedarf langwieriger anspruchsvoller Maßnahmen und Tests. Der Erfolg derselben ist jedoch völlig offen.

## 7. Exemplarische Diskussion ausgewählter Kernkraftwerke westlicher Bauart

Westliche Reaktortypen gehen, wenn es sich um Druckwasserreaktoren handelt, meist auf Konzepte von Westinghouse zurück. Allerdings wurde das ursprüngliche Konzept von einzelnen Lizenznehmern stark verändert und erweitert. Auch Siedewasserreaktoren in sehr verschiedener Ausführung sind im Betrieb. Im Folgenden wird auf einige Reaktoren eingegangen.

### 7.1. Doel, Belgien

Das belgische Kernkraftwerk Doel wird von Engie-Electrabel betrieben, es liegt im Antwerpener Hafen am linken Schelde-Ufer. Das KKW Doel umfasst vier Druckwasserreaktoren. Hersteller von Doel 1, 2 und 4 war ein Konsortium aus ACEC, COCKERILL und [Westinghouse](#), von Doel 3 Framatome (heute Orano), ACEC und COCKERILL.

Tabelle 11: Angaben zum KKW Doel (engie-Electrabel 2018).

Name	Leistung	Betriebsbeginn
Doel 1	433 MW	15.02.1975
Doel 2	433 MW	01.12.1975
Doel 3	1006 MW	01.10.1982
Doel 4	1038 MW	01.07.1985

Doel 1 und 2 sind 2-Loop Druckwasserreaktoren. Die Stilllegung von Doel 3 ist derzeit für 2022 geplant, für die anderen drei Blöcke 2025 (Engie-Electrabel 2017).

#### 7.1.1. Reaktordruckbehälter – Versprödung

Über den Grad der Versprödung der RDB in den Anlagen Doel 1, 2 und Doel 4 ist den Veröffentlichungen der Genehmigungsbehörde (FANC 2017a) nur zu entnehmen, dass an den RDB in Doel 1 und Doel 4 im September und Oktober 2015 wiederkehrende Prüfungen vorgenommen wurden, in Doel 2 im November 2015. Es seien keine Wasserstoffflocken detektiert worden. In (CNS 2016) wird nur festgestellt, dass (Bel V 2015) die Versprödung der RDB anhand des Voreilproben-Bestrahlungsprogramms überwacht. In den Annual Reports von (Bel V 2015) finden sich zu Doel 1 und 2 nur allgemeine Hinweise auf den LTO Action Plan.

In (Gerard 1999) finden sich Angaben zu den Ergebnissen des Bestrahlungsprogramms für Doel 1 und 2: Die Schweißgutproben haben relativ hohe Cu-Gehalte von 0,12 bis 0,18 wt%, bei einige Zugproben wurden sogar 0,35 wt% Cu festgestellt. Die gemessene strahlungsbedingte Verschiebung der Sprödbbruchübergangstemperatur  $RT_{NDT}$  für das Schweißgut lag bis zu 45°C über der sich aus der Reg. Guide 1,99 –Trendkurve. Der Sprödbrechtsicherheitsnachweis konnte nicht für alle Transienten erbracht werden. Deshalb wurde zunächst ein Vorwärmen des Notkühlwassers auf 35°C verfügt und 1992 eine Veränderung des Safety Injection Systems durchgeführt.

In Doel 3 wurden im Juli 2012 im Rahmen der 10-Jahres-Überprüfung zufällig Tausende von Anzeigen (Fachausdruck, engl. flaw indications) im Grundwerkstoff der kernnahen RDB-Ringen festgestellt (die Regelwerke schreiben für die wiederkehrenden Prüfungen weltweit nur die Überprüfung der Schweißnähte mit Wärmeinflusszonen und einige Zentimeter in den Grundwerkstoff vor); die Anzeigen lagen im Bereich von der RDB-Innenseite bis etwa zur halben Wanddicke (FANC 2013a). Spätere Messungen ergaben noch mehr Anzeigen mit Größen bis zu 179 mm. Der Betreiber (Electrabel) und die Genehmigungsbehörde FANC gingen sehr bald von herstellungsbedingten Wasserstofflocken (“most likely”) (Dombret et al. 2013) aus, die während des Betriebes nicht gewachsen oder entstanden seien, obwohl die Herstellungsdocumentation keine Anzeigen auswies. Inzwischen wird nur mehr von herstellungsbedingten Wasserstofflocken gesprochen. Sowohl diese Festlegung auf Wasserstofflocken, sowie der Ausschluss von Wachstum während des Betriebs wird kontrovers diskutiert, (Bogaerts 2018), (Peirs et al. 2018), (Boonen 2018) (Tweer und Renneberg 2017); selbst (Bel V 2015, p. 15) hatte festgestellt, dass primäre Wasserstofflocken > 25-30 mm aus metallurgischen Gründen nicht möglich seien.

**Tabelle 12: Anzahl und Größe der Anzeigen (axial: vertikal zum Umfangsrichtung, azimuthal: parallel zur Umfangsrichtung) (FANC 2017c).**

Doel-3	Upper Shell			Lower Shell		
	2012	2012 reinterpr.	2014	2012	2012 reinterpr.	2014
Nr. of indications	857	829	1440	7205	6936	11607
Mean axial length (mm)	8,8	12	13,7	9,6	13,2	16
Mean azimuth. length (mm)	7,6	11,6	12,3	7,6	11,7	12,7
Max axial length(mm)	31	40,6	56,4	67,9	90,6	179
Max azimuth. length (mm)	26,4	32,8	45,3	38,4	47,2	72,3

Neue Ultraschalluntersuchungen im November 2016 ergaben 300 neue Anzeigen in Doel 3, nach FANC sei aber für alle diese Anzeigen eine Erklärung gefunden worden, es sei dadurch bestätigt, dass während des Betriebs kein Risswachstum stattgefunden habe (FANC 2016).

Im Safety Case 2012 (FANC 2013b) wurde vom Betreiber vorgeschlagen zu der im Regelwerk angegebenen Trendkurve (FIS-Kurve) für die Versprödung einen Sicherheitszuschlag von 50°C zur Sprödbruchübergangstemperatur zur Abdeckung der unbekannten Effekte von Wasserstofflocken und Neutronenbestrahlung anzunehmen.

Zur Klärung der aus den Riss-Befunden resultierenden Fragen nach den mechanische Eigenschaften des Stahls wurden Bestrahlungsexperimente durchgeführt, - aus Mangel an repräsentativen Proben allerdings an Proben eines wegen hohen Gehalts an Wasserstofflocken verworfenen Dampferzeugerblocks (VB 395). Nach der Beobachtung einer überraschend hohen Versprödung an diesen Proben wurde im Safety Case 2015 (FANC 2015a) eine neue Trendkurve definiert.

Die neue Trendkurve scheint zwar für hohe Fluenzen konservativer zu sein, ist aber im Bereich unter  $4 \times 10^{19}$  n/cm<sup>2</sup> deutlich weniger konservativ als der im Safety Case vorgeschlagene um 50°C erhöhte FIS-Kurve. Dies ist aber der für die vorhandenen Risse relevante Fluenzbereich. Die für den Sprödbruchsicherheitsnachweis zu verwendende neue Trendkurve enthält Terme deren Konservativität in Zweifel zu ziehen ist (Tweer und Renneberg 2017, Schuler 2017).

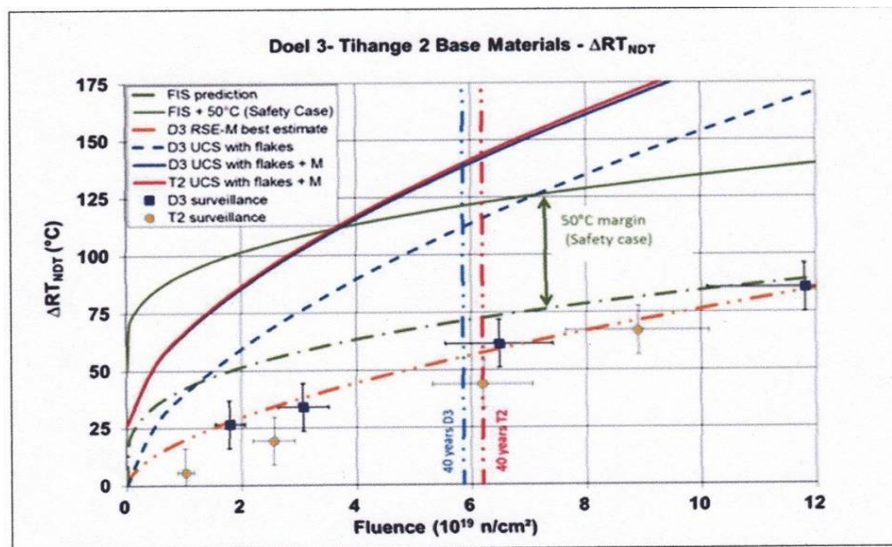


Figure 5.26:  $\Delta RT_{NDT}$  for flaked D3T2 upper core shells as a function of fluence.

Abbildung 11: Trendkurven für die Versprödung im Safety Case 2012 und Safety Case 2015 (FANC 2015).

Im Rahmen des Sprödbruchsicherheitsnachweises muss für jede beobachtete Anzeige der Nachweis geführt werden, dass kein unkontrolliertes Risswachstum im Fall eines Thermoschocks erfolgen kann: Für die vorhandenen Rissfelder ist dies praktisch unmöglich, es wurde daher ein Ersatzfehlermodell verwendet, dessen Konservativität nicht geklärt ist (Küppers et al. 2016).

Durch das Vorwärmen des Notkühlwassers auf 40-50°C soll der Thermoschock im Fall einer erforderlichen Notkühleinspeisung reduziert werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die RDB in Doel 1 und 2 hochgradig versprödet sind, und für Doel 3 - abgesehen von der Tatsache, dass der RDB gar nicht genehmigungsfähig gewesen wäre - der Nachweis der Sprödbruchsicherheit nur durch Reduzierung von Sicherheitsabständen und unter Verwendung von nicht validierten Methoden erreicht werden konnte.

### 7.1.2. Abweichung vom Sicherheitsniveau / Sicherheitsrelevante Befunde

Anfang Oktober 2017 wurden in Reaktornebengebäuden von Doel 3 Betonschäden festgestellt, die durch Hitze und Feuchtigkeit verursacht worden seien. Der Vorfall wurde auf der INES-Skala mit Stufe 1 klassifiziert. Reparaturen wurden durchgeführt. Auch in Doel 4 wurden 2018 derartige Betonschäden aufgedeckt, wobei es ebenfalls zu einer INES 1 Klassifizierung kam (FANC 2018).

## 7.2. Tihange, Belgien

Das belgische Kernkraftwerk Tihange (CNT) liegt in der Stadt Huy am rechten Ufer der Maas und wird von engie-Electrabell betrieben. Die Anlage besteht aus drei Druckwasserreaktoren, hergestellt von ACECO-Framatome (Tihange 1), Framatome-ACECO-Cockerill (Tihange 2) und ACECO-Cockerill-Westinghouse (Tihange 3).

Tabelle 13: Angaben zum KKW Tihange, Quelle: Nettoleistung und Betriebsbeginn, (engie-Electrabel 2018).

Name	Leistung	Betriebsbeginn
Tihange 1	962 MW	01.10.1975
Tihange 2	1008 MW	01.06.1983
Tihange 3	1038 MW	01.09.1985

Die Stilllegung für die Blöcke 1 und 3 ist für 2025, die für Block 2 für 2023 vorgesehen (Engie-Electrabel 2018) etwa 70 km Luftlinie von der Stadt Aachen entfernt.

### 7.2.1. Auslegung der Sicherheitssysteme

Jeder der drei Reaktoren am Standort Tihange verfügt über ein Brennelementlagerbecken zur Lagerung abgebrannter Brennelemente außerhalb des Containments. Die Reaktorgebäude aller drei Reaktoren in Tihange haben eine doppelte Containment-Struktur. Die Einschließung besteht aus vorgespanntem Stahlbeton mit einer inneren metallischen Auskleidung, während der äußere Einschluss aus Stahlbeton besteht. Der Schutzgrad der außenliegenden Brennelementlagerbecken ist deutlich geringer als der der Containments.

In Bezug auf die sicherheitstechnische Auslegung der sog. "first level safety systems" (Sicherheitssysteme der Sicherheitsebene 3 bestehen Unterschiede zwischen den Tihange-1 und Tihange-2 / Tihange-3 Anlagen: bei Tihange-1 sind die Sicherheitssysteme nur zweisträngig vorhanden. Die Stränge der Sicherheitssysteme sind nicht unabhängig voneinander und teilweise nicht räumlich getrennt aufgebaut. Bei Tihange-2 und Tihange 3 sind die Sicherheitssysteme dreisträngig und weitestgehend voneinander unabhängig vorhanden. Hinsichtlich der Dampferzeuger Notbespeisung haben alle Reaktoren einen gleichen Aufbau: eine turbinengetriebene Pumpe (100%)<sup>65</sup> und zwei Motorpumpen (2 x 50%) angetrieben durch die Notstromdiesel.

Die sicherheitstechnische Auslegung der Sicherheitssysteme von Tihange 1 sowie die Auslegung der Dampferzeuger Notbespeisung weicht von aktuellen Anforderungen an die Sicherheit von KKW deutlich ab.

Während bei Tihange 1 bei der Errichtung hinsichtlich der Berücksichtigung externer Einwirkungen, wie Flugzeugabsturz, konventionelle Standards zur Anwendung kamen wurden bei Tihange 2 und Tihange 3 bereits kernkraftwerksspezifische, also darüberhinausgehende Anforderungen angewendet.

Tihange 2 und Tihange 3 verfügen deshalb von Beginn an über je ein Notstandssystem ("second level emergency system"), das für einen automatischen Betrieb, also ohne Notwendigkeit von Personalhandlungen, nach einer externen Einwirkung für einen Zeitraum von ca. 3 Stunden ausgelegt sein soll. Ein solches, jedoch nicht verbunkertes, System wurde für Tihange 1 in 1986 nachgerüstet. Nachrüstmaßnahmen zur Verbunkierung sind im Gange, die Inbetriebnahme ist für 2019 geplant.

### 7.2.2. Auslegung gegen Erdbeben

Tihange 1 wurde in Bezug auf Erdbeben ausgelegt gegen ein Design Basis Earthquake (DBE), das durch eine Bodenbeschleunigung von 0,1 g gekennzeichnet ist. Dies war auch die Grundlage für die Auslegung von Tihange 2 und 3. Eine Neubewertung des Standortes führte in 1985 zu einer Erhöhung der Bodenbeschleunigung.

<sup>65</sup>Die Turbinen getriebene Pumpe steht nur für die Fälle zur Verfügung, bei denen eine ausreichende Dampferzeugung durch die Dampferzeuger gewährleistet ist.



nigung für alle drei Reaktor-Einheiten im Standort Tihange auf 0,17 g. Diese Neubewertung fand nach dem Bau von Tihange 1 und während des Baus der Blöcke 2 und 3 statt. Tihange 1 soll entsprechend nachgerüstet worden sein, während die für Tihange 2 und 3 erforderlichen Änderungen noch während der Errichtung Berücksichtigung fanden. Offen bleibt, wie die Nachrüstungen für die baulichen Strukturen von Tihange 1 vorgenommen wurden. Es bleibt zu vermuten, dass hierzu über einfache Nachweiswege über die Ausnutzung von Sicherheitsreserven der Versuch unternommen wurde, die erforderliche Widerstandsfähigkeit der baulichen Strukturen zu zeigen. Das Aufbrauchen von Sicherheitsreserven zum Nachweis der Erfüllung von Anforderungen im Auslegungsbereich ist jedoch unzulässig.

### 7.2.3. Auslegung gegen Überflutung

Hinsichtlich der Auslegung gegen den Schutz vor Überflutung (Design Basis Flooding (DBF)) wurden konventionelle Standards zu Grunde gelegt. Als Bemessungsgrundlage wurde ein Hochwasser der Maas aus 1926 mit einem Durchsatz von 1862 m<sup>3</sup>/s, erhöht um 20%, angenommen. Insbesondere nach den Erfahrungen aus Fukushima wurden solche Überflutungsereignisse analysiert, die zum vollständigen Ausfall der Notstromversorgung führen würden. Dies wäre der Fall bei einem Durchsatz der Maas von ca. 3500 m<sup>3</sup>/s. Die auf dieser Grundlage zur Nachrüstung konzipierten Maßnahmen umfassten drei sog. Verteidigungslinien:

- Umfassender Schutz des Geländes (erste Verteidigungslinie),
- Lokaler volumetrischer Schutz (zweite Verteidigungslinie),
- Mobilisierung nicht konventioneller Mittel vor Ort (dritte Verteidigungslinie).

Mittlerweile wurde dieses Konzept des Schutzes gegen Überflutung aus nicht näher bekannten Gründen zurückgefahren, so dass das Risiko einer Überflutung des Standortes nach wie vor besteht.

### 7.2.4. Auslegung gegen Flugzeugabsturz

In einer Entfernung von ca. 30 km vom Standort Tihange befindet sich in Bierset-Lüttich ein großer Fracht- und Passagierflughafen. In 1984 wurde in Belgien entschieden, die KKW Blöcke gegen den Absturz von Flugzeugen von 15 t Gewicht und einer Geschwindigkeit von bis zu 150 m/s (entspricht 540 km/h) auszulegen.

Tihange 2 und 3 sind gegen den Absturz größerer Flugzeuge ausgelegt. Die gebunkerten Notstandssysteme sollen so ausgelegt sein, dass sie dem Aufprall eines Zivilflugzeugs von etwa 90 Tonnen mit einer Geschwindigkeit von 85 m/s (306 km/h) standhalten. Sie sollen auch dem Aufprall eines Militärflugzeugs von etwa 13 Tonnen mit einer Geschwindigkeit von 150 m/s (540 km/h) widerstehen.

Aufgrund der zugänglichen Informationen ist davon auszugehen, dass Tihange 1 jedoch nur über einen begrenzten Schutz gegen Flugzeugabstürze verfügt, der auf Abstürze kleiner Sportflugzeuge ausgelegt ist. Ein Flugzeugabsturz auf Tihange 1 würde zu nicht akzeptierbaren radiologischen Auswirkungen führen.

### 7.2.5. Sicherheitsebene 4

In den Reaktorblöcken sind passive, autokatalytische Rekombinatoren für einen Abbau von Wasserstoff aus der Containmentatmosphäre installiert, der bei Reaktorunfällen entsteht. Ein System zur gefilterten Druckentlastung des Containments ist installiert.

Im Falle eines Kernschmelzunfalles soll gewährleistet sein, dass der Reaktordruckbehälter erst bei niedrigem Druck versagt. Die Kernschmelze soll in der Reaktorgrube abgekühlt werden, entsprechende Kühlmittelspeisung ist vorgesehen.

Für den Fall eines Verlustes der elektrischen Energieversorgung des KKWs sind verschiedene Notfallmaßnahmen vorgeplant, um die Stromversorgung wiederherzustellen. Dazu gehören u. a. die Wiederschaltung des externen Stromnetzes, die Nutzung anderer externer Versorger oder die Querverbindung zu einem der anderen Blöcke.

Notfallprozeduren (severe accident management guidelines – SAMG) sollen vorhanden sein. Im Bereich der 4. Sicherheitsebene besteht jedoch ein wesentliches Defizit in der Dicke des Fundamentes, die deutlich geringer ist als bei neuen Anlagen (Tihange 1 2,15 m, Tihange 2 und 3 2,64 m). Im Falle eines Kernschmelzunfalles kann die Integrität des Sicherheitseinschlusses (Containment) nicht ausreichend gewährleistet werden. Eine effektive Nachrüstung ist hier praktisch ausgeschlossen. Ein Corecatcher, wie vom European Pressurized Reactor (EPR) bekannt, ist hier nicht nachträglich realisierbar.

Weiterhin sind die Maßnahmen und Einrichtungen der 4. Sicherheitsebene nicht durchgängig gegen Lasten aus auslegungsüberschreitenden Erdbeben ausgelegt, das betrifft insbesondere das System der gefilterten Druckentlastung des Containments im Falle eines Kernschmelzunfalles.

#### 7.2.6. Versprödung des Reaktordruckbehälters

Zu den RDB in den Blöcken Tihange 1 und 3 stellt die Genehmigungsbehörde (FANC 2017a) fest, dass der RDB/Tihange 1 im Mai 2013 und der RDB/Tihange 3 im September 2013 einer Ultraschall-Untersuchung unterzogen worden seien, keine Anzeichen von Wasserstofflocken seien festgestellt worden. In (CNS 2016) wird nur festgestellt, dass (Bel V 2015) die Versprödung der RDB anhand des Voreilproben-Bestrahlungsprogramms überwacht, explizite Aussagen zum Voreilproben-Bestrahlungsprogramm gibt es nicht.

Im Herbst 2012 wurden nach der Beobachtung von tausenden Anzeigen in Doel 3 auch in Tihange 2 in den kernnahen Ringen tausende Anzeigen festgestellt.

**Tabelle 14: Anzahl und Größe der Anzeigen (axial: vertikal zum Umfangsrichtung, azimuthal: parallel zur Umfangsrichtung) (FANC 2017c).**

Tihange 2	Upper Shell			Lower Shell		
	2012	2012 reinterpr.	2014	2012	2012 reinterpr.	2014
Nr. of indications	1931	1901	3064	80	76	85
Mean axial length (mm)	9,8	13,4	14,8	10,2	14,8	15,5
Mean azimuth. length (mm)	7,9	12	13,8	9,3	14,3	15,4
Max axial length (mm)	38	61,8	154,5	27,4		33,1
Max azimuth. length (mm)	25,4	34,2	70,9	19,1		27,6

Wie im Fall von Doel 3 wurden herstellungsbedingte Wasserstofflocken als Ursache der Anzeigen angenommen, es habe kein Wachstum während des Betriebs gegeben (FANC 2013a). Auch bei den 2016 gefundenen zusätzlichen 70 Anzeigen wurde argumentiert, dass man diese Anzeigen erklären könne, es habe kein Wachstum stattgefunden (FANC 2016). Auch in Tihange wurden nach der Herstellung keine Anzeigenbefunde do-

kumentiert. Da in dieser Zeit der Übergangsring wegen Wasserstoffflocken verworfen wurde (FANC 2015b), ist klar, dass man diese Fehler messen konnte und sich ihrer Bedeutung bewusst war. Die von Bogaerts, Peirs und Boonen (INRAG 2018b) eingebrachte Möglichkeit, dass Korrosions-bedingter Wasserstoff zu einer Entstehung von Wasserstoffflocken geführt oder beigetragen haben könnte, wurde von der FANC (2017c) zurückgewiesen.

Die Verwendung von derart Riss-behaftetem Material für einen RDB widerspricht fundamental dem Prinzip der Basissicherheit bzw. der grundlegenden Forderung des Konzepts der gestaffelten Sicherheit (KTA 2014), wonach hochwertige Qualität von RDB-Werkstoffen vorausgesetzt wird (Schuler 2017).

Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang, dass es in allen Fällen (Beznau 1, Doel 3 und Tihange 2) immer die kernnahen Ringe sind, in denen die Häufung von Fehlstellen auftritt. Es wird in allen Fällen weder die Möglichkeit diskutiert, dass nicht dokumentierte Reparaturen vor der Plattierung ursächlich zu der Entstehung der Fehler beigetragen haben könnten, noch dass betriebliche Einflüsse (Bestrahlung, Temperatur) ein Wachstum ausgelöst haben könnten. Nur die Minderheitsmeinung in (FANC 2015b) weist auf solche Überlegungen eines Mitglieds der Expertengruppe hin.

Das Problem der Unsicherheiten hinsichtlich der Zähigkeit / Versprödung des RDB-Stahls wird genauso behandelt wie im Fall von Doel 3. Da man für den 2012 vorgeschlagenen Zuschlag von 50°C zu dem  $RD_{NDT}$ -Wert der FIS-Kurve (zusammengesetzt aus 25°C für den Einfluss der Wasserstoffflocken, 17°C für den Einfluss von Steigerungen und 8°C für unbekannte Bestrahlungseffekte) mit experimentellen Resultaten argumentiert hatte (FANC 2013b, p.17), ist die aus dem Diagramm mit der (FIS-Kurve+50°C) und der neuen Trendkurve (siehe Abbildung in der Diskussion von Doel, Belgien) ersichtliche Reduzierung der Konservativität umso erstaunlicher.

Zum Nachweis der Sprödbrechtsicherheit des RDB im Fall eines Kühlmittelverluststörfalls wurde von Electrabel ein kommerzieller XFEM-Code MORFEO CRACK eingesetzt, dessen RDB spezifische Validierung nicht beschrieben wurde. Es wurde allerdings berichtet, dass bei der Simulation eines Experiments für zwei Proben die Art des Bruchs ("fracture mode") nicht vorhergesagt werden konnte (Bel V 2015). Insofern kann man die Eignung des Codes für den Nachweis der Sicherheit eines RDB in Frage stellen.

In Tihange wird das Notkühlwasser offenbar nicht vorgewärmt (BTag 2017).

INRAG nahm zu der Situation in Tihange 2 Stellung (INRAG 2018a) und reagierte auf die Stellungnahme der deutschen Reaktorsicherheitskommission in einer weiteren Stellungnahme (INRAG 2018 c).

Zusammenfassend muss festgestellt werden, dass Tihange 2 abgesehen von dem Fakt, dass dieser RDB nicht genehmigungsfähig gewesen wäre, hätte man die Anzeigen nach der Herstellung nachgewiesen, für den weiteren Betrieb wegen der Unsicherheit bezüglich der tatsächlichen Eigenschaften und der Versprödung ein unkalkulierbares Risiko darstellt.

### **7.2.7. Abweichung vom Sicherheitsniveau / Sicherheitsrelevante Befunde**

2018 wurden in Tihange 2 und 3 Betonschäden festgestellt, die durch Hitze und Feuchtigkeit verursacht worden seien, zudem seien „Anomalien“ in der Positionierung der Stahlverstärkungen im Beton festzustellen, die aus der Herstellung stammen. Der Vorfall wurde auf der INES-Skala mit Stufe 1 klassifiziert. (FANC 2018).

## 7.3. Geplante Laufzeitverlängerungen für die 900MWe Reaktoren in Frankreich

### 7.3.1. Allgemeine Anmerkungen

Die Verlängerung der Laufzeit der in Betrieb befindlichen AKW mit 900 MWe Reaktoren in Frankreich steht aktuell auf der Tagesordnung.

Die zur Laufzeitverlängerung ("long term operation" – LTO) anstehenden AKW mit 900 MW Reaktoren sind Ende der 1960-er / Anfang der 1970-er Jahre ausgelegt und auf diesen Grundlagen errichtet worden. Erkenntnisse aus den Atomkatastrophen in Three Mile Island in den USA, Tschernobyl in der ehemaligen Sowjetunion und Fukushima in Japan, die jeweils zu erheblichen Verschärfungen bestehender Sicherheitsanforderungen führten, konnten natürlicherweise nicht in die Auslegung einfließen, stellen aber jetzt den Maßstab für ein zu erreichenden Sicherheitsstandard für AKW dar, die entweder aktuell errichtet oder aber über ihre ursprüngliche Laufzeit hinaus weiter betrieben werden sollen.

Als erste Reaktoren der sogenannten CPo-Baulinie wurden 1977 und 1978 die beiden Blöcke des AKW Fessenheim in Betrieb genommen, die vier weiteren CPo-Reaktoren befinden sich im AKW Bugey. AKW der Linie CPo sind in Doppelblockbauweise ausgeführt. Das Design der CPo-Baulinie geht zurück auf die Westinghouse-Auslegung der 1970-er Jahre unter Verwendung eines "3-loop"-Designs.

Die 28 Reaktoren der nach der CPo-Baureihe folgenden CPY-Baureihe mit einer elektrischen Nettoleistung von ca. je 900 MW sind in Frankreich nach wie vor in Betrieb. Jeweils vier Reaktoren sind in den Standorten Bugey, Blayais, Dampierre-en-Burly, Tricastin, Chinon B und Cruas in Betrieb. Sechs Reaktoren befinden sich auf dem Standort Gravelines und zwei Reaktoren auf dem Standort Saint-Laurent-des-Eaux. Die beiden CPo Reaktoren in Fessenheim sind mittlerweile abgeschaltet.

In Frankreich ist die Laufzeit von AKW in den jeweiligen Genehmigungen nicht begrenzt. Über einen Weiterbetrieb des jeweiligen AKW in der Regel über einen Zeitraum von 10 Jahren wird auf der Grundlage der Ergebnisse einer periodisch, jeweils nach 10 Jahren, stattfindenden Sicherheitsüberprüfung seitens der zuständigen Behörde entschieden. Periodische Sicherheitsüberprüfungen dienen deshalb nicht nur der Bestätigung eines vorhandenen Sicherheitsniveaus, sondern sollen auch definitive Maßnahmen zur Erhöhung des Sicherheitsniveaus ausweisen mit dem Ziel, das Niveau des in Frankreich in Errichtung befindlichen EPR zu erreichen.

Die Sicherheit des in Frankreich aktuell in Bau befindlichen AKW des Typs EPR (European Pressurized Reactor) baut auf einem vierstufig gestaffelten Sicherheitskonzept und auf Vorkehrungen zu dessen Schutz gegen interne (wie Brände, Explosionen) und naturbedingte externe Einwirkungen (wie Erdbeben, Überflutungen) sowie zivilisationsbedingte Einwirkungen (wie Flugzeugabsturz) auf. Der EPR weist Eigenschaften auf, die eine Rückhaltung radioaktiver Stoffe auch bei Kernschmelzunfällen sicherstellen sollen. Insofern ist die Sicherheit in Betrieb befindlicher AKW in Frankreich an diesem Standard zu messen. Demgegenüber vorhandene Abweichungen bei den bestehenden Anlagen bedürfen der sicherheitstechnischen Bewertung und bei Notwendigkeit ihrer Beseitigung, insbesondere im Falle einer Verlängerung des Betriebes über die ursprüngliche Lebensdauer (LTO) hinaus. Nichtnachrüstbare Abweichungen sind vor der Aufnahme eines Betriebes zur LTO hinsichtlich des verbleibenden Risikos zu bewerten.

Die, seitens der französischen Behörde ASN, erstellten Anforderungen an die LTO der 900 MWe AKW in Frankreich sind kürzlich auf der ASN Homepage unter dem Titel « Consultation du public sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de 40 ans » veröffentlicht worden.

Weitere Informationen zum Nachrüstumfang der 900 MWe Reaktoren sind auf einer EdF-Homepage zu finden.

Die Unterschiede innerhalb der CPY-Baulinie der französischen AKW mit 900 MWe Reaktoren sind in aller ersten Linie ausführungstechnisch, nicht jedoch sicherheitstechnisch begründet: “The CPY series differs from the CPo series in terms of building design (in particular, the containment building was modified to facilitate operations), siting of the engineered safety systems (which were modified to increase the independence of the systems’ trains and increase their reliability) and more flexible reactor control (particularly via the use of control rods and the addition of control rods with less neutron-absorbing capacities). In the case of the CP2 reactors, the orientation of the control room was shifted by 90 degrees to prevent projectiles generated by rupture of the turbine generator from damaging the reactor containment vessel”.

Bei den Reaktorgebäuden handelt es sich um einwandige Spannbetoncontainments mit innerer Dichthaut. Sie weisen einen Auslegungsdruck von 5 bar absolut auf. Wegen der gewählten Standardisierung der CPo und CPY Anlagen sind diese Anlagen weitestgehend ähnlich. Das AKW Cruas weicht erdbebenbedingt davon ab.

Die Brennelement-Lagerbecken der CPo und CPY-Anlagen befinden sich außerhalb der Reaktorgebäude in eigenen, an die Reaktorgebäude angrenzenden Lagerbeckengebäuden. Die Becken sind für Brennelemente bis zu einem maximalen Abbrand von je etwa 52 GWd/t, mit einer maximalen Abklingleistung von insgesamt je ca. 6,5 MW ausgelegt. Der Schutzgrad der Brennelement-Lagerbecken in Bezug auf externe Einwirkungen ist im Vergleich mit dem der Reaktorgebäude deutlich geringer.<sup>66 67 68</sup>

Zur Zeit der Designphase der CPo und CPY Reaktoren Ende 1960-er / Beginn der 1970-er Jahre waren die Anforderungen an die Sicherheit von AKW deutlich geringer als gegenwärtig. Infolgedessen sind bei diesen Reaktoren z. B. deutliche Abweichungen hinsichtlich der systemtechnischen Auslegung, wie Redundanz von Sicherheitssystemen, deren räumlicher Trennung, bei deren seismischer Qualifizierung sowie bei der Auslegung gegen übergreifende Einwirkungen wie schlagende Rohrleitungen, interne Überflutungen oder Brände im Vergleich zu gegenwärtigen Anforderungen festzustellen. Externe übergreifende Einwirkungen wie Erdbeben, Überflutungen oder Flugzeugabsturz wurden nicht systematisch in die Auslegung einbezogen. Dies betrifft dann auch den Sachverhalt des Nachweises der Robustheit im Falle auslegungsüberschreitender externer Einwirkungen auf die jeweilige Anlage. Eine hohe Bedeutung kommt dabei den meteorologisch bedingten übergreifenden Einwirkungen (Überschwemmungen, Starkregen, Sturm, Trockenheit usw.) zu, da der gegenwärtige, menschenverursachte Klimawandel vorgedachte Entwicklungen bezüglich Häufigkeit und Intensität der meteorologisch bedingten Einwirkungen (z. B. längere Hitzeperioden, extremer Starkregen, extreme Stürme, ...) bereits jetzt deutlich verstärkt.

Die Forderung nach Erhöhung der Sicherheit bei den Anlagen, bei denen eine kontinuierliche Laufzeitverlängerung im Rahmen von periodischen Sicherheitsüberprüfungen erfolgt, gründet sich auf eine stufenweise Sicherheitsverbesserung, auch mit dem Ziel einer Angleichung an den Stand der Sicherheit von Neuanlagen. In Übereinstimmung mit den französischen Darlegungen ist deshalb zu fordern, dass bei den AKW mit 900 MW Reaktoren nach dem 4. Sicherheitsüberprüfungszyklus der periodischen Sicherheitsüberprüfung, also nach Erreichen der projektierten Lebensdauer von 40 Jahren Betriebszeit, für den Fall einer LTO ein Si-

<sup>66</sup><https://www.asn.fr/Reglementer/Participation-du-public/Installations-nucleaires-et-transport-de-substances-radioactives/Participations-du-public-en-cours/Conditions-de-la-poursuite-de-fonctionnement-des-reacteurs-de-900-MWe-au-dela-de-40-ans>

<sup>67</sup>Réévaluation de sûreté, <https://concertation.suretenucleaire.fr/projects/volet-risque-section-reevaluation/consultation/accidents-avec-fusion-du-coeur/opinions/propositions-dedf/mise-en-place-dun-dispositif-de-stabilisation-du-corium-sous-la-cuve-du-reacteur-pour-gerer-un-accident-avec-fusion-partielle-ou-totale-du-coeur-du-reacteur>

<sup>68</sup>Nuclear Power Reactor Core Melt Accidents Current State of Knowledge, IRSN 2015

cherheitsniveau ausgewiesen wird, dass dem Sicherheitszustand einer Neuanlage weitestgehend entspricht. Gleichzeitig ist nachzuweisen, dass die Sicherheit für die Zeitdauer der beabsichtigten Verlängerung der Betriebszeit in Übereinstimmung mit den jeweils geltenden, sich weiter entwickelnden Standards bleibt.

Die bisher durchgeführten und im Weiteren vorgesehenen Nachrüstmaßnahmen tragen zur Verbesserung der Zuverlässigkeit von Komponenten und Einrichtungen der jeweiligen AKW bei. Die Maßnahmen konzentrieren sich im Wesentlichen auf die Beseitigung von im Betrieb erkannten Schwachstellen, das Erkennen von Problemen des Veraltens und der Alterung an Strukturen, Systemen und Komponenten, deren Verfolgung und wo möglich Beseitigung, auf einzelne Verbesserungen zur Erhöhung der Robustheit gegen interne und externe Einwirkungen (Installation des “Hardened Safety Cores” (« noyau dur »)) sowie auf die Milderung von Auswirkungen möglicher Kernschmelzszenarien.

Die Maßnahmen sind auch auf die weitere Verbesserung der Sicherheitskultur gerichtet.

Bestehende grundlegende Defizite bei den 900 MWe Reaktoren gegenüber geltenden Anforderungen bleiben jedoch weiterhin bestehen. Sie betreffen

- Defizite hinsichtlich der Erfüllung von aktuell geltenden Anforderungen in Bezug auf die Beherrschung von Störfällen (Sicherheitsebene 3): Weiter bestehende Defizite betreffen die unvollständige Redundanz bei den Sicherheitssystemen, die nicht durchgängige Unabhängigkeit der Sicherheitssysteme sowie Defizite bei der Gewährleistung der Unabhängigkeit der Sicherheitsebenen.
- den Schutz der AKW gegen naturbedingte übergreifende Einwirkungen, insbesondere hinsichtlich eines Eintretens extremer, über die Auslegung deutlich hinausgehender Einwirkungen:  
Hinsichtlich der Gefährdung durch Erdbeben und Überflutung sollten durch die insgesamt vorgesehenen Nachrüstmaßnahmen das durch WENRA angegebene Ziele (Reference Level T 4.2 und T 4.3) erreichbar sein. Auslegungsbedingte Sicherheitsreserven dürfen jedoch nicht zum Nachweis der Sicherheit einbezogen werden. Der Nachweis selbst soll auf deterministischem Wege erfolgen.  
Der Schutz der Anlage gegen deutlich darüberhinausgehende Einwirkungen gemäß WENRA Reference Level T.6 erscheint nicht gewährleistet. Die Kühlung wichtiger sicherheitsrelevanter Komponenten soll in einem solchen Fall durch das gegenüber der übrigen Anlage stärker ausgelegte Notstandssystem “Hardened Safety Core” sichergestellt sein. Erforderlich gehalten wird die Verbesserung der Robustheit der Schnittstelle zwischen dem “Hardened Safety Core”, welches gegen externe Einwirkungen besser geschützt sein soll als das jeweilige AKW selbst, und den Strukturen, Systemen und Komponenten des jeweiligen AKW, deren Schutz unverändert, also in einem nicht zulässigen Stand verbleibt. Dieser Sachverhalt ist hinsichtlich einer möglichen Gefährdung der Beherrschung auslegungsüberschreitender Anlagenzustände zu bewerten.

Schutz der AKW gegen zivilisationsbedingte Einwirkungen, insbesondere hinsichtlich des Absturzes eines gegenüber der Auslegung deutlich größeren Flugzeugs: Der Grundschutz der Anlagen besteht aufgrund der Auslegung gegen einen unfallbedingten Flugzeugabsturz lediglich auf dem Niveau eines kleinen Geschäftsflugzeugs. Damit weisen die Anlagen nur eine geringe Robustheit bei den sicherheitstechnisch wichtigen Gebäuden und Einrichtungen auf. Kommt es bei einem Flugzeugabsturz zu einem Durchschlagen von Wänden (z. B. des Lagerbeckengebäudes) kann dies zu einem (vollständigen) Wasserverlust aus dem Lagerbecken führen. In diesem Fall ist eine Kühlung der Brennelemente nicht mehr länger möglich.

Die Auslegung der 900 MW Anlagen mit Blick auf einen unfallbedingten Flugzeugabsturz geht auf eine probabilistische Betrachtung aus der Zeit der Errichtung der Anlagen zurück. Es liegen keine Hinweise auf

aktualisierte probabilistische Untersuchungen zur Standortgefährdung unter Berücksichtigung von Veränderungen in den relevanten Flugbewegungen rund um die Standorte vor.

Kommt es zu einem unfallbedingten Flugzeugabsturz mit größeren als den bislang für diese Anlage unterstellten Einwirkungen, so können die Folgen von Unfällen mit einem Mehrfachversagen von Sicherheitseinrichtungen bis hin zu Unfallabläufen mit großen, frühen Freisetzungen reichen, und führen damit zu schwerwiegenden Risiken für Mensch und Umwelt.

- Erwähnenswert in diesem Zusammenhang ist, dass im Lagerbeckengebäude mitigative Notfallmaßnahmen zur Aktivitätsrückhaltung praktisch nicht durchführbar sind.

- Erhöhung bzw. Vervollständigung des Umfangs des anlageninternen Notfallschutzes:

Aus den Erkenntnissen des Reaktorunfalls in Fukushima und der in der Folge durchgeführten Sicherheitsanalysen hat man in Frankreich die Nachrüstung der bestehenden AKW insbesondere in Bezug auf die Verstärkung der Sicherheitsebene 4 forciert. Die französische Aufsichtsbehörde hat diesbezüglich Festlegungen zur Installation eines sog. „Hardened Safety Core“ erlassen. Die Maßnahmen und Einrichtungen des „Hardened Safety Core“ sind der Sicherheitsebene 4a zuzuordnen, während für den Fall der Unwirksamkeit des „Hardened Safety Core“ das sog. „FARN“ wirken soll. Die Maßnahmen und Einrichtungen des „FARN“ sollen auch Funktionen des „Hardened Safety Core“ für den Fall erforderlicher Instandhaltungsmaßnahmen am „Hardened Safety Core“ übernehmen können. „FARN“ soll im Weiteren auch zur Milderung der Auswirkungen von Kernschmelzphänomenen beitragen.

Einschränkend ist anzuführen, dass mit dem „Hardened Safety Core“ zwar eine Verbesserung der Wirksamkeit der Sicherheitsebene 4a erreicht werden kann, da dieses System gegen externe Einwirkungen besser geschützt sein soll als das jeweilige AKW selbst. Der Schutz des jeweiligen AKW selbst bleibt unverändert, also in einem nicht zulässigen Stand, wie weiter oben bereits dargelegt.

Angesichts der Defizite bei der zentral wichtigen Beherrschung von Ereignissen auf der Sicherheitsebene 3 besteht ein deutlich erhöhtes Risiko, dass es zu einem auslegungsüberschreitenden Ereignis der Sicherheitsebene 4a kommen kann. Für die Einrichtungen zur Mitigation von schweren Unfällen war bis zum Unfall von Fukushima in Frankreich nicht gefordert, dass diese gegenüber Bemessungsereignissen von Einwirkungen von außen (also insbesondere Erdbeben) ausgelegt sein müssen. Insbesondere für die Einrichtungen zur gefilterten Druckentlastung sehen gegenwärtige Planungen abweichend von Anforderungen an den „Hardened Safety Core“ nur eine Ertüchtigung auf das Niveau des SMHV<sup>69</sup> und damit noch nicht einmal auf das Niveau des Bemessungserdbebens<sup>70</sup> vor.

Es ist auch fraglich, ob mit der geplanten Druckabsenkungseinrichtung ein Versagen des Reaktordruckbehälters unter hohem Druck im Falle eines Kernschmelzens praktisch ausgeschlossen werden kann.

- Mit dem Ziel der Verhinderung eines Durchschmelzens der Fundamentplatte im Falle eines Versagens des Reaktordruckbehälters aufgrund einer Kernschmelze soll in den 900 MWe Reaktoren ein „Core Catcher“ installiert werden (Abbildung 11). Der Core Catcher soll sich am Grundprinzip des Core Catchers des EPR orientieren. Im Gegensatz zum Core Catcher des EPR mit einer Ausbreitungsfläche von ca. 170 m<sup>2</sup> besitzt der Core Catcher in den 900 MWe AKW jedoch nur eine Ausbreitungsfläche von ca. 80 m<sup>2</sup>. Es ist bisher nicht nachgewiesen, dass der für den EPR ausgelegte Core Catcher in für die 900 MWe Reaktoren angepassten Ausmaßen und Bedingungen entsprechend wirksam sein kann.

Das Ereignis in Fukushima hat gezeigt, dass auch Ereignisse mit Brennstoffschäden im Bereich des Brennelemente-Lagerbeckens zu betrachten sind.

<sup>69</sup>SMHV: Maximum Historically Probable Earthquake (Séismes Maximaux Historiquement Vraisemblables)

<sup>70</sup>Bemessungserdbeben: „Safe Shutdown Earthquakes“ (Séismes Majorés de Sécurité - SMS). Es kommt eine einfache Gleichung unter Bezugnahme auf die standortbezogene Erdbeben-Intensität I zur Anwendung:  $I(\text{SMS}) = I(\text{SMHV}) + 1$



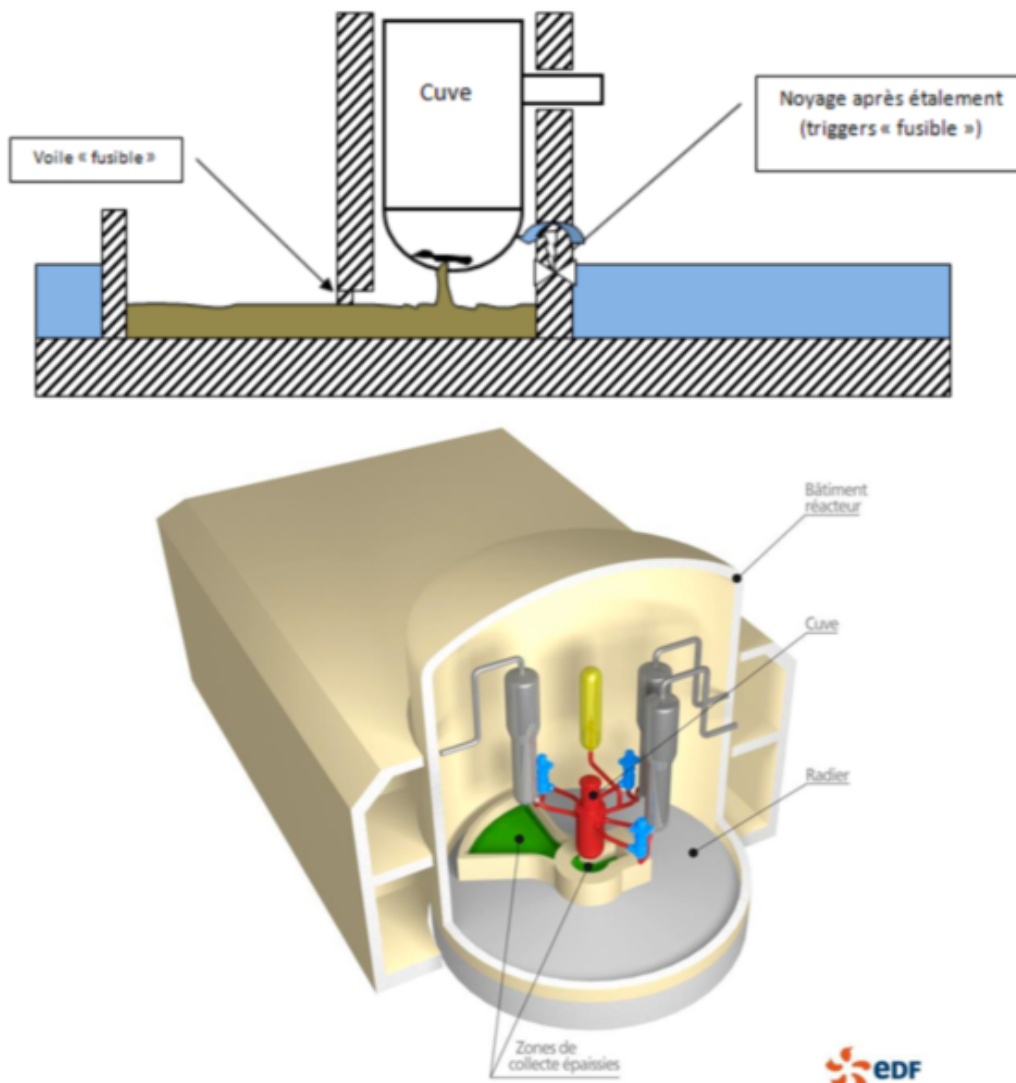


Abbildung 12: Schematische Darstellung eines Core Catchers für die Nachrüstung der 900 MWe Reaktoren in Frankreich (Quelle siehe Fußnote 68)

Es ist grundsätzlich festzustellen, dass es keine Möglichkeiten zur Mitigation von Unfallfolgen im Bereich des Brennelement-Lagerbeckens bspw. durch eine gefilterte Abgabe von Freisetzungen aus dem Lagerbeckengebäude gibt. Zur Erreichung des für das Lagerbecken erforderlichen Schutzgrades wird ein Neubau für die außerhalb des Containments liegenden Lagerbecken für abgebrannten Kernbrennstoff als notwendig angesehen.

Von besonderer Bedeutung ist der Nachweis der Sicherheit der nicht sowie der nur schwer austauschbaren Komponenten und Systeme (Abbildung 12) unter Berücksichtigung deren Alterung.

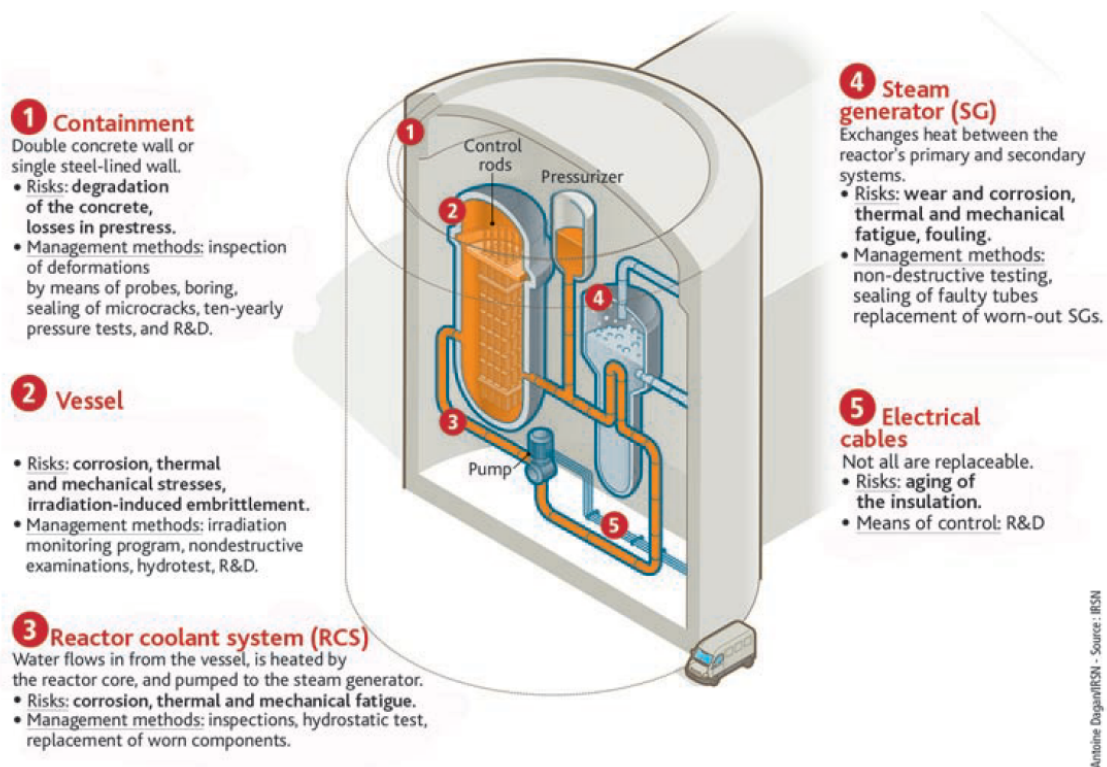


Abbildung 13: Überblick über nicht oder nur schwer austauschbare Komponenten und Systeme <sup>72</sup>

## Dampferzeuger

Es ist vorgesehen, dass in allen 900 MW AKW neue Dampferzeuger eingesetzt werden. Bis auf fünf AKW soll das in allen übrigen AKW auch bereits realisiert sein.

Der Bruch eines Dampferzeuger (DE)-Heizrohres muß durch das vorhandene Sicherheitssystem zuverlässig beherrscht werden können. Bei weiteren, im Störfallablauf zu unterstellenden Fehlern besteht hier grundsätzlich die Gefahr des Erreichens einer Unfallsituation bis zu einem Kernschmelzzustand. Entsprechend sollen präventiv größere Schäden an den DE-Heizrohren im Betrieb verhindert werden. In diesem Sinne sind vorbeugend solche Betriebsweisen zu vermeiden, die zu Korrosionszuständen an den DE-Heizrohren führen können. Korrosionszustände bzw. korrosive Verunreinigungen in den Dampferzeugern sind jedoch systembedingt<sup>71</sup> und somit praktisch nicht auszuschließen.

Die deutsche Reaktorsicherheitskommission stellt hinsichtlich der Schadensituation an den Heizrohren in Dampferzeugern fest: „Beim Schadensmechanismus Spannungsrisskorrosion ist grundsätzlich ein schneller Rissfortschritt möglich. Vor diesem Hintergrund kann nicht ausgeschlossen werden, dass es bei dem Schädigungs-

<sup>71</sup>Beim Verdampfen von Wasser bleiben korrosive Substanzen wie Salze im DE-Wasser zurück, die nicht in den Dampf übergehen. Das Wasser im DE konzentriert sich dadurch kontinuierlich auf. Durch wasserchemische und technische Maßnahmen soll die Aufkonzentrierung des DE-Wassers soweit begrenzt werden mit dem Ziel, Korrosion und Ablagerungen zu vermeiden. Diese Aufkonzentration lässt sich jedoch nicht vollständig ausschließen, insbesondere in Bereichen eingeschränkter Strömungsbedingungen innerhalb des DE, wie z. B. in Bereichen des Rohrbodens oder von Abstandshalterungen.

gungsmechanismus Spannungsrisskorrosion innerhalb eines Betriebszyklus zu lokal wanddurchdringenden Rissen kommen kann.“<sup>72</sup>

Deshalb sind auch bei den bereits in Betrieb befindlichen „neuen“ Dampferzeugern in den 900 MWe Reaktoren in Frankreich Strategien zur Vermeidung von Korrosionszuständen umzusetzen und der Ausschluss spannungsinduzierter Risse an den Dampferzeuger - Heizrohren über die beabsichtigte Betriebsperiode nachzuweisen.

Den Dampferzeugern als Schnittstelle zwischen Primärkreis und den Sekundärkreis kommt zudem insbesondere unter Unfallbedingungen eine bedeutende Rolle zur Rückhaltung radioaktiver Stoffe zu. Gebrochene Dampferzeuger-Heizrohre unter Unfallbedingungen stellen ein Risiko für sogenannte Umgehungssequenzen des Containments dar. Solche Zustände sind praktisch auszuschließen.

### **Containment / Reaktordruckbehälter (Vessel)**

In der französischen Betriebserfahrung wird über alterungsbedingte Schadensmechanismen am Containment berichtet. Demnach mußten z. B. an den Außenwänden aller Containments der 900 MWe-Reaktoren Risse mit einer Öffnung von mehr als 0,3 mm behandelt werden.

Weiterhin konnte die Ursache der Metallinerkorrosion, die 2015 im Bugey-Reaktor 5 aufgetreten ist, nicht genau identifiziert werden.

Wesentliche Bestrebungen zur LTO bestehen darin, die 900 MWe Reaktoren in Bezug auf Maßnahmen zur Minderung der Folgen von Kernschmelzunfällen nachzurüsten.

Kernschmelzzustände waren nicht Gegenstand der Auslegung der 900 MWe AKW. Insofern fanden die im Falle von Kernschmelzzuständen auftretenden Belastungen keine Berücksichtigung.

Als besonders kritisch stellt sich der Fall eines Versagens des Reaktordruckbehälters im Falle einer Kernschmelze unter hohem Druck dar. Auch beim EPR gilt deshalb die Forderung: “High pressure core melt situations must be prevented by design provisions. . . . It must be a design objective to transfer high pressure core melt to low pressure core melt sequences with a high reliability so that high pressure core melt situations can be “excluded”<sup>73</sup>. Beim EPR sind aus diesem Grunde hoch zuverlässige Druckabsenkungseinrichtungen vorgesehen.

Es bestehen Zweifel, dass eine dem EPR mindestens gleichwertige unter Unfallbedingungen wirkende Druckentlastungseinrichtung bei den 900 MWe Reaktoren nachgerüstet werden kann.

Im Falle eines Versagens des Reaktordruckbehälters bei einer Kernschmelze würden sich Belastungen im Containment entwickeln, die vom Containment der 900 MWe Reaktoren nicht abgetragen werden könnten. In diesem Falle wäre mit sehr hohen frühen Freisetzungen zu rechnen, die durch Notfallmaßnahmen nicht mehr gemindert werden könnten.

### **Kabel**

Wie bereits dargelegt sind die 900 MWe Reaktoren nicht für die Belastungen aus Kernschmelzunfällen ausgelegt.

Inwiefern nichtaustauschbare Kabel (Leistungskabel, Kabel der Leittechnik) von Lasten aus Unfällen betroffen sind ist ohne Einsicht in Stromlaufpläne nicht beurteilbar. Es gilt jedoch, dass für den Fall, dass Kabel

<sup>72</sup>Die Feststellung der Reaktorsicherheitskommission (RSK) bezieht sich auf Sachverhalte im AKW Neckarwestheim. Zur Herstellung der DE Heizrohre in deutschen AKW wird der Werkstoff ALLOY 800 (mod) eingesetzt.

<sup>73</sup>“Technical Guidelines for the design and construction of the next generation of nuclear pressurized water plant units” adopted during plenary meetings of the GPR and German experts on the 19 and 26 October 2000

**Tabelle 15: Laufende Reaktoren des KKW Bugey (IAEA PRIS 2019).**

Reaktor	Leistung	Lizenzerteilung	Nukleare Kritikalität	Kommerzielle Inbetriebnahme	Geplantes Ende der vierten Überprüfung
Bugey 2	945 MWe	20.II.1972	04/1978	1979	04/2021
Bugey 3	945 MWe		08/1978	1979	04/2024
Bugey 4	917 MWe	27.07.1976	02/1979	1980	12/2021
Bugey 5	917 MWe		07/1979	1980	06/2022

solchen Bedingungen ausgesetzt werden könnten diese vor einer Aufnahme des LTO für Unfallbedingungen zu qualifizieren wären.

## 7.4. Bugey, Frankreich

Das von EDF betriebene französische Kernkraftwerk Bugey liegt an der Rhône, etwa dreißig Kilometer nord-östlich (und stromaufwärts) vom zweitgrößten Ballungsraum Frankreichs, Lyon. Es umfasst vier Reaktoren der ersten in Frankreich eingeführten Bauart von Druckwasserreaktoren (PWR) nach dem sogenannten 900-MWe CPO-Standard.<sup>74</sup> Sie wurden zwischen 1978 und 1979 an das Stromnetz angeschlossen und sind damit nach Fessenheim das älteste französische Kernkraftwerk in Betrieb.

### 7.4.1. Auslegung der Sicherheitssysteme

Seit der ersten nuklearen Kettenreaktion haben die Reaktoren derzeit eine Betriebszeit von 40 Jahren erreicht oder werden diese in den kommenden Monaten erreichen. Dies entspricht der geplanten Betriebsdauer, die bei der Auslegung und der Zulassung angenommen wurde. Die vierte periodische Sicherheitsüberprüfung der Einheiten soll nicht vor 2021-2024 abgeschlossen sein.<sup>75</sup>

Die mit dieser Sicherheitsüberprüfung verbundenen Anforderungen müssen von der französischen Behörde für nukleare Sicherheit (ASN) in den Jahren 2020 bis 2021 auf allgemeiner Ebene noch nicht vollständig festgelegt werden, bevor sie für einzelne Reaktoren diskutiert werden. ASN hat jedoch bereits 2013 erklärt, dass das Ziel dieser vierten Sicherheitsüberprüfung darin bestehen würde, die Sicherheitsstandards der alten Reaktoren bei einer Laufzeitverlängerung so nahe wie möglich an die Sicherheitsstandards neuester Reaktoren (wie dem EPR, der zurzeit in Flamanville gebaut wird) anzugleichen.

Die Reaktoren Bugey 2 und 3 verwenden die Rhône als primäre Wärmesenke, während Bugey 4 und 5 jeweils zwei luftgekühlte Kühltürme verwenden (aufgrund der begrenzten Kapazität der Rhône zu diesem

<sup>74</sup>Das KKW Bugey umfasst auch einen ersten mit Natururan betriebenen, gasgekühlten und graphitmoderierten Reaktor (UNGG), der ab 1965 gebaut, von 1972 bis 1994 in Betrieb war und jetzt stillgelegt wurde. Der Standort beherbergt auch die Magasin Inter Régional (MIR), eine der zwei zentralen Lagerstätten für die frische Brennstoffe der 58 französischen Reaktoren, sowie eine neue Lagerstätte (ICEDA), die der Lagerung von aktivierten Abfällen dienen, die bei der Stilllegung von UNGG-Reaktoren und schnellen Brütern (FBR) entstehen.

<sup>75</sup>Die Betriebserlaubnis für französische Reaktoren hat keine feste zeitliche Begrenzung, aber die Reaktoren unterliegen den periodischen Sicherheitsüberprüfungen, die alle 10 Jahre erfolgen sollen, wobei es in der Vergangenheit zu Verzögerungen gekommen ist. Die Frist für die nächsten Überprüfungen entspricht dem Datum, an dem der Betreiber EDF den Prüfungsbericht einreichen muss, der dann der französischen Behörde für nukleare Sicherheit (ASN) als Grundlage für die Entscheidung zur Laufzeitverlängerung dient.

Zeitpunkt). Das primäre Kühlsystem mit 3 Kreisläufen ist so ausgelegt, dass eine Wärmeleistung von 1785 MW abgeleitet wird. Für jeden der vier Reaktoren steht ein Abklingbecken für abgebrannten Brennelemente zur Verfügung, in dem der bestrahlte Brennstoff für einige Jahre in einem Gebäude neben dem Reaktorgebäude gekühlt wird. In jedem Becken können bis zu 6,85 MW an thermischer Nachzerfallsleistung abgeführt werden.

Bei den vier Reaktoren in Bugey handelt es sich um CPO-Reaktoren. Diese profitierten noch nicht von Verbesserungen, die in den folgenden französischen Reaktormodellen eingeführt wurden. Bestimmte Schwachstellen im Design der CPO wurden bereits in dem folgenden 900-MWe-Modell CP1 behoben, wie zum Beispiel:

- verbesserte Gestaltung der Gebäude und insbesondere der Sicherheitshülle,
- verbesserte Unabhängigkeit und erhöhte Zuverlässigkeit der Backup-Systeme,
- und eine flexiblere Steuerung des Reaktors.

Bei den Reaktoren von Bugey handelt es sich um Mehrblockanlagen, mit einiger Infrastruktur und Gebäuden, die von zwei Reaktoren gemeinsam genutzt werden. Dazu gehört beispielsweise das Filtersystem für die Druckentlastung. Da dies den Redundanzgrad im Vergleich zu anderen Anlagen verringert, muss eine weitere Verbesserung der Sicherheitsmaßnahmen im Hinblick auf eine mögliche Verlängerung der Lebensdauer in Betracht gezogen werden.

Eine wichtige Änderung, die im nächsten Standardmodell CP2 eingeführt wurde, und welche in Bugey eine Schwachstelle darstellt, ist die Ausrichtung der Turbinen im Turbinengebäude. Im Falle eines Schadens bei den Turbinen können Projektilen in Richtung des Reaktorgebäudes geschossen werden. Die CP2 Reaktoren haben aus diesem Grund eine um 90° gedrehte Ausrichtung der Turbinen.

#### 7.4.2. Auslegung des Fundaments

Das Fundament des Reaktorgebäudes ist ein weiteres kritisches Beispiel. Die Fundamentplatten der vier Reaktorblöcke von Bugey weisen eine sehr spezifische Wabenstruktur mit einer nur 2,5 Meter dicken oberen Schicht auf. Es besteht die Gefahr, dass die Fundamentplatte bei einem schweren Unfall von dem Corium vollständig durchdrungen werden könnte. Andere französische Reaktoren haben ein Fundament von mindestens 3,5 Meter Dicke.<sup>76</sup> Darüber hinaus enthält die chemische Zusammensetzung des Betons in Bugey mehr Kalkstein als in anderen französischen 900-MW-Reaktoren (außer Gravelines 5 und 6), was im Falle eines Unfalls zu einer Beton-Corium-Wechselwirkung und einer Verkürzung der Zeit bis zu einer benötigten Druckentlastung führt. Die Verstärkung der Fundamentplatte muss bei allen Reaktoren als Teil der Laufzeitverlängerung in Betracht gezogen werden, um sie an das Niveau eines mit einem core Catcher ausgestatteten EPR anzuheben. Dies wird weitere Maßnahmen für die vier Bugey-Einheiten erfordern.

<sup>76</sup>z. B. Nur die vier Reaktoren des Kernkraftwerks Cruas weisen ebenfalls diese Wabenstruktur auf (allerdings mit einer 4,1 Meter dicken Platte). Eine weitere wichtige Ausnahme sind die beiden Einheiten in Fessenheim, die eine ebene Plattenstruktur haben. Nur die vier Reaktoren des Kernkraftwerks Cruas weisen ebenfalls diese Wabenstruktur auf (allerdings mit einer 4,1 Meter

dicken Platte). Eine weitere wichtige Ausnahme sind die beiden Einheiten in Fessenheim, die eine ebene Plattenstruktur haben, die anfangs nur 1,5 Meter dick war und nach der Fukushima-Katastrophe von 2011 im Rahmen der Anforderungen des ASN verstärkt werden musste.

### 7.4.3. Auslegung des Abklingbeckens

Die Abklingbecken für abgebrannte Brennelemente sind ein weiteres sicherheitsrelevantes Problem. Sie stellen eine Schwachstelle in allen französischen Reaktoren dar, und die ASN gelangte zu dem Schluss, dass auf jeden Fall ein Mangel im Vergleich zu Anlagen der nächsten Generation bestehen bleiben wird. Es besteht die Gefahr, dass im Falle eines längeren Ausfalls der Wasserversorgung für die Versorgung der Abklingbecken die Brennelemente nicht ausreichend gekühlt werden können. Ein weiteres Problem des Designs der Abklingbecken in Bugey ist, dass sie anfälliger sind als andere Designs von Abklingbecken, da es vor allem in der Phase des Brennelementetransports zu einem Abfall des Wasserniveaus kommen kann: Bei CPo-Reaktoren wie in Bugey ist die Zeit bis zur Freilegung der Brennelemente im Abklingbecken kürzer als in anderen vergleichbaren Abklingbecken.

Weiters muss festgehalten werden, dass das Abklingbecken nicht im Containment ist, und damit verwundbarer gegen z. B. Flugzeugabstürze. Die Gebäude, die die vorhandenen Becken schützen, insbesondere die in Bugey, sind anfällig für schwere Belastungen wie einen Flugzeugabsturz. Die obere Struktur bestehend aus einem einfachen Metaldach, ist nicht dafür ausgelegt, solchen Ereignissen standzuhalten. Das KKW Bugey befindet sich in der Nähe zweier wichtiger Verkehrsflughäfen in Genf und Lyon-Saint-Exupéry.

Die Schwächen des ursprünglichen Designs werden durch Alterungseffekte und mangelhafte Wartung erweitert und verstärkt. Die Reaktoren von Bugey sehen sich mit einer zunehmenden Anzahl von Verstößen gegen Sicherheitsvorschriften und einem anhaltenden Verfall konfrontiert, deren Vorsorge und Gegenmaßnahmen zunehmend schwieriger erscheinen.

### 7.4.4. Auslegung der Notstromversorgung

Die Notstromversorgung ist ein Beispiel für die Schwierigkeiten, welche die EDF in den kommenden Jahren bewältigen muss. Jeder Reaktor verfügt über zwei Notstromdiesel (jeweils mit ausreichender Kapazität, um die erforderliche Leistung zu liefern), die u.a für die Versorgung des zweisträngig vorhandenen Notkühlsystems verwendet werden können, wenn es zu einem Ausfall der internen und externen Stromversorgung kommt. Ein weiteres System steht als zusätzliche Notstromquelle für den gesamten Standort, falls die Notstromdiesel Generatoren nicht verfügbar sein sollten. Des Weiteren verfügt jeder Reaktor über einen Turbogenerator, welcher Sicherheitseinrichtungen mit Energie versorgen soll. Die Robustheit dieses Systems im Falle eines Erdbebens wird jedoch in Frage gestellt. Nach den Ereignissen von 2011 in Fukushima musste die EDF die Robustheit seiner Anlagen durch die Stresstests überprüfen. Daher hat die ASN vorgeschrieben, dass die EDF vor Ende 2018 eine weitere Notstromquelle im Sinne eines Notstandssystems ("Safety Hard Core System") für jeden Reaktor hinzufügen muss. Bei den Stresstests und Folgeprüfungen konnte keine generische Regelverletzung in Bezug auf die seismische Robustheit der Notstromdieselgeneratoren aufgrund von Design-, Konstruktionsfehlern und Korrosion festgestellt werden.

Die ASN wird im Rahmen der Untersuchung für eine Laufzeitverlängerung wahrscheinlich ein intensives Test- und Kontrollprogramm für die wichtigsten Sicherheitseinrichtungen und -mittel fordern. Es ist auch festzuhalten, dass die EDF die Forderung, eine weitere Notstromquelle rechtzeitig zu installieren, nicht erfüllte. Im November 2018 entschied die ASN die Anforderungen zu ändern, um der EDF ein zusätzliches Jahr zu geben, um die zusätzlichen Notstromquellen für die vier Reaktoren von Bugey zu installieren. In der Zwischenzeit forderte die ASN von der EDF einen Aktionsplan zu implementieren, um die Zuverlässigkeit der vorhandenen Stromquellen zu verbessern, und kündigte an die Einhaltung dieses Plans vor Mitte 2019 zu überprüfen.



#### 7.4.5. Zustand des Reaktorgebäudes

In Bugey 5 muss seit einigen Jahren auch die Dichtheit des Reaktorgebäudes bemängelt werden. Wie die drei anderen Einheiten von Bugey besteht die Hülle des Containments aus einer einzelnen Betonwand mit einer inneren metallischen Auskleidung. Im Jahr 2011 zeigte eine vorgeschriebene periodische Sicherheitsüberprüfung (PSÜ), dass die Dichtheit der Hülle eine Leckrate aufweist, die innerhalb der vorgeschriebenen Parameter lag, jedoch im Vergleich zum vorherigen Test zehn Jahre zuvor zugenommen hatte. ASN erlaubte zwar den Weiterbetrieb des Reaktors, forderte jedoch, dass EDF nach fünf Jahren einen Zwischentest durchzuführen hat. Dieser Zwischentest ergab eine höhere Leckrate als zulässig: Der Reaktor wurde möglicherweise für eine Zeitdauer von bis zu fünf Jahren entgegen der Betriebsvorschriften betrieben. Die EDF ergriff Maßnahmen, um die Dichtheit zu erhöhen. In wie weit dieses Risiko auch andere Reaktoren in Bugey betrifft ist nicht ganz klar. Eine nachhaltige Lösung für diese Probleme sollte ein wichtiger Bestandteil einer Laufzeitverlängerung von Bugey sein.

### 7.5. Cattenom, Frankreich

Das Kernkraftwerk Cattenom liegt im französisch-luxemburgisch-deutschen Grenzgebiet. Die vier Druckwasserreaktoren sind zwischen 1987 und 1992 in Betrieb gegangen und haben eine elektrische Leistung von jeweils 1.300 MW<sub>e</sub> (thermische Leistung 3.817 MW). Sie gehören zu einer Serie französischer DWR (Paluel 4-Loop-Baulinie, P'4-Baulinie). Das Auslegungskonzept orientiert sich an den Anlagen des amerikanischen Herstellers Westinghouse.

Nachfolgend werden konzeptionelle Abweichungen in folgenden Bereichen diskutiert:

- Auslegung gegen Erdbeben (naturbedingter Einwirkung),
- Auslegung gegen Flugzeugabsturz (zivilisatorische Einwirkung) und
- Redundanzgrad verfahrenstechnischer Systeme.

Neben den standortspezifischen Besonderheiten der Einzelanlage lassen sich generische Rückschlüsse auf die Auslegungkonzepte der betroffenen Baureihen ziehen.

#### 7.5.1. Erdbeben

##### Auslegungskonzept

ASN (2001a) beschreibt das französische Verfahren zur Bestimmung der Erdbebeneinwirkung. Zunächst wird das in einer definierten Standortumgebung maximal zu erwartende historische Erdbeben (« Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable » – SMHV) ermittelt. Das Bemessungserdbeben (sog. “Safe Shutdown Earthquakes”, « Séismes Majorés de Sécurité » – SMS) wird durch den Zuschlag einer Intensitätsstufe zum SMHV festgelegt. Gemäß Gupta (2017) kann dafür keine typische Überschreitungswahrscheinlichkeit angegeben werden. Das Dimensionierungserdbeben (« Spectre de Dimensionnement » – SDD) wird durch einen abdeckenden Verlauf der Spektren beschrieben. Daraus werden die für die Anlagenauslegung relevanten Parameter abgeleitet. Der Wert der maximalen Bodenbeschleunigung soll mindestens 0,1 g betragen.

Cattenom: Laut EDF (2011) hatte das stärkste historische Erdbeben in der seismisch-tektonischen Zone « Ardennes-Bassin de Paris » eine Intensität I(SMHV) = VI (MSK). Die maximale horizontale Bodenbe-



schleunigung des Bemessungserdbebens beträgt  $PGA(SMS) = 0,12 \text{ g}$ . Für Anlagen vom Typ P4 wurde ein einheitliches Dimensionierungserdbeben auf Basis eines US-NRC (2017) Spektrums verwendet. Die maximale horizontale Bodenbeschleunigung beträgt darin  $PGA(SDD) = 0,15 \text{ g}$ .

## Konzeptionelle Weiterentwicklungen

Seismische Gefährdungsanalysen sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Neben der Zufälligkeit der im Falle eines Erdbebens ablaufenden Prozesse spielt das unvollständige Wissen bezüglich der in der Gefährdungsanalyse verwendeten Daten und Modelle eine Rolle. Die Ergebnisse der Gefährdungsanalyse lassen sich weiter absichern durch eine Neubewertung unter Berücksichtigung zusätzlicher Erkenntnisse nach aktuellem Stand von Wissenschaft und Technik. Nach heutigem Verständnis erfordert die seismische Gefährdungsanalyse eine fortlaufende Anpassung an den aktuellen Kenntnisstand. Bei der Fortschreibung von Regelwerken wurde die systematische Unsicherheitsanalyse als Teil der seismischen Gefährdungsanalyse aufgenommen. Damit sollen Unsicherheiten in allen Analyseschritten erfasst und deren Einfluss auf das Ergebnis transparent dargestellt werden. Das deutsche KTA-Regelwerk (KTA 2201.1, 2011) oder auch der WENRA Reference Level T3.3 und die zugrunde liegenden IAEA-Standards enthalten eine entsprechende Anforderung.

Ergänzend zur Deterministik wurden probabilistische Verfahren entwickelt und in Regelwerken verankert. Sicherheitsstandards der IAEA und der WENRA (z. B. Reference Level T 3.2, T 4.2, T 4.3) und auch das deutsche KTA-Regelwerk (KTA 2201.1, 2011) fordern die probabilistische seismische Gefährdungsanalyse als Ergänzung zur deterministischen Analyse. Unsicherheiten werden als integrale Bestandteil der probabilistischen Modelle ausgewiesen. Aufgrund neuer Erkenntnisse und Weiterentwicklung der Modelle erfordert auch das probabilistische Verfahren eine regelmäßige Überprüfung.

Sicherheitssysteme müssen gegen externe Einwirkungen geschützt werden, so dass auch in diesem Fall die sicherheitstechnische Funktion erhalten bleibt. IAEA und WENRA (Reference Level T 4.2) auch ASN (2017b) legen Ereignisse mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von  $10^{-4}/a$  zugrunde. In Deutschland und in Finnland wird eine Überschreitungswahrscheinlichkeit von  $10^{-5}/a$  gefordert.

In Bezug auf die Auslegung gegen Erdbeben lassen die Anforderungen an den EPR zwei Alternativen zu (ASN 2000): standortspezifisch ermittelte Spektren und Beschleunigungswerte oder Annahme eines Standardspektrums und Intensität  $I = VIII$  (MSK).

In Reaktion auf den Reaktorunfall in Fukushima wurde für die französischen Anlagen die Einführung eines Hardened Safety Core (HSC) gemäß ASN (2014a/b) zur Sicherstellung grundlegender Sicherheitsfunktionen in Ergänzung der vorhandenen Sicherheitssysteme beschlossen. Der HSC soll unabhängig und diversitär zu den existierenden Einrichtungen aufgebaut werden und gegen stärkere externe Einwirkungen geschützt werden. Für das Bemessungserdbeben soll eine um 50% höhere Sicherheit erreicht werden. Grundlage der Auslegung soll ein probabilistisch bestimmtes Spektrum für eine Überschreitungswahrscheinlichkeit von  $5 \times 10^{-5}/a$  sein. Lokale Untergrundeinflüsse sollen berücksichtigt werden.

## Konzeptionelle Abweichungen und Schwachstellen

Das der seismischen Auslegung von Cattenom zugrunde liegende französische Regelwerk fordert keine systematische Unsicherheitsanalyse. Mangels quantitativer Analyse ist in diesem Ansatz nicht transparent, ob und ggf. welche Unsicherheitsbeiträge bei der Auslegung berücksichtigt wurden. Das Verfahren sieht stand-

ortunabhängig einen Zuschlag von einer Intensitätsstufe zum stärksten historischen Erdbeben vor. Dieser Zuschlag kann im Einzelfall bei Berücksichtigung realistischer Unsicherheitsbandbreiten aufgezehrt werden und steht dann nicht mehr in vollem Umfang als Sicherheitsreserve zur Verfügung. Insgesamt gesehen, kann nicht beurteilt werden, ob der Schutz gegen seismische Einwirkungen ausreichender konservativ dimensioniert ist.

ASN (2001) beschreibt ein rein deterministisches Verfahren zur Festlegung des Bemessungserdbebens. Aus heutiger Sicht ist ergänzend dazu eine probabilistische seismische Gefährdungsanalyse erforderlich. Im Vergleich der probabilistischen und deterministischen Ergebnisse soll deren Plausibilität und Belastbarkeit beurteilt werden. Das Fehlen dieser Möglichkeit ist eine konzeptionelle Schwachstelle.

Für die Bemessungserdbeben in Cattenom werden keine Überschreitungswahrscheinlichkeiten angegeben. Historische Erdbebeninformationen sind maximal auf die letzten 1.000 Jahre beschränkt. Eine Prognose für seltenere Ereignisse ist nicht ohne weitere Analysen möglich. ENSREG (2012) verweist auf die Nachbewertung eines anderen Standorts mit vergleichbarer seismischer Auslegung und gibt dafür eine Überschreitungswahrscheinlichkeit des Bemessungserdbebens von  $10^{-4}$ /a an. In analoger Betrachtung könnte dieser Wert in erster Näherung auch für das Bemessungserdbeben der Anlagen Cattenom übertragen werden. Laut Pistner et al. (2018) lässt sich ohne standortbezogene Untersuchungen nicht abschließend und umfassend bewerten, ob die geforderte Sicherheit gegenüber einem Bemessungserdbeben mit einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von  $10^{-4}$  pro Jahr bei Berücksichtigung aller Unsicherheiten und Standorteinflüsse vorhanden ist.

Nach Fukushima wurde die Robustheit der Anlagen aufgrund der vorhandenen Auslegungsreserven gegen Erdbeben bewertet. Sicherheitsfaktoren von 1,5 oder 2 gegenüber der geforderten Basisauslegung können nicht für alle Systembereiche nachgewiesen werden, insbesondere wenn Unsicherheitsbandbreiten einbezogen werden. Im Vergleich dazu erreichen neuere deutsche Kernkraftwerke höhere Sicherheitsreserven (Pistner et al 2012).

Nicht alle sicherheitstechnisch relevanten Komponenten sind gegen das Bemessungserdbeben ausgelegt. Dazu gehören in Cattenom (vgl. Pistner et al. 2018):

- Teile des Zwischenkühlsystems (Folge: Ausfall Kühlung)
- Rohrleitungen des Feuerlöschsystems (Folge: Überflutung von Räumen des Nebenkühlwassersystems, Ausfall Kühlung)
- Rohrleitungen zur Wasserstoffverteilung (Folge: mögliche Freisetzung von Wasserstoff in die Anlage, Folgebrände oder Explosionen)

An beiden Standorten muss beim Bemessungserdbeben vom Ausfall des externen Stromnetzes ausgegangen werden. Innerhalb der Anlagen ist nur ein Teil der Notstromdieselgeneratoren und mobilen Einrichtungen gegen Erdbeben geschützt. Die Kapazität der Notstromversorgung ist nach einem Bemessungserdbeben eingeschränkt. In Fessenheim ist die Ergänzung der Vorräte für die Notbespeisung der Dampferzeuger aufgrund des Ausfalls der externen Stromversorgung und nicht seismisch qualifizierter Versorgungssysteme nicht sichergestellt. Für Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes können auch Systeme eingesetzt werden, die nicht als Sicherheitssysteme qualifiziert sind und nicht gleichwertig gegen Erdbeben ausgelegt sind, beispielsweise das Feuerlöschsystem zur Kühlwasserversorgung oder mobile Einrichtungen. Es ist davon auszugehen, dass im Erdbebenfall diese Einrichtungen zur Bewältigung von Notfallsituationen nicht mehr zur Verfügung stehen.

In Auswertung des Reaktorunfalls in Fukushima wurde der HSC als erforderliche Nachrüstung entwickelt und beschlossen. Die Annahmen zum Bemessungserdbeben für den HSC gehen über die Basisauslegung der

bestehenden Anlagen hinaus. Für das bisher vorhandene Sicherheitssystem sind Nachrüstungen diesbezüglich nicht vorgesehen. Bekannte Schwächen der bisherigen Vorgehensweise werden durch die verschärften Anforderungen insofern nur sehr begrenzt ausgeglichen. Die erhöhten Anforderungen gelten eben nur für einen eng begrenzten Teil nachzurüstender Sicherheitseinrichtungen. Bei solchen Nachrüstungen besteht grundsätzlich das Problem der Schnittstellen mit den existierenden schwächer ausgelegten Systemen, die vorzeitig ausfallen können. Das Schutzniveau einer Vollauslegung nach aktuellem Stand von Wissenschaft und Technik wird nicht erreicht.

## 7.5.2. Flugzeugabsturz

### Auslegungskonzept

Für die bestehenden französischen Kernkraftwerke wurden Annahmen zum unfallbedingten Flugzeugabsturz standortspezifisch festgelegt. Die Anlagen sollten durch baulichen Schutz gegen Einwirkungen aus dem Absturz kleinerer Flugzeuge (Cessna 210 oder Lear Jet 23), eines militärischen Jagdflugzeuges vom Typ Phantom IV oder eines Großraumflugzeuges geschützt werden (EDF 2011, Commission of the European Communities 1984). Last-Zeit-Diagramme sind in Abbildung 13 zusammengestellt. Aufgrund probabilistischer Analysen zur Absturzhäufigkeit von Flugzeugen wird dem KKW in Cattenom der Absturz nur kleiner Zivillflugzeuge («les petits avions civils (aviation générale, de masse inférieure à 5,7 tonnes)») unterstellt.

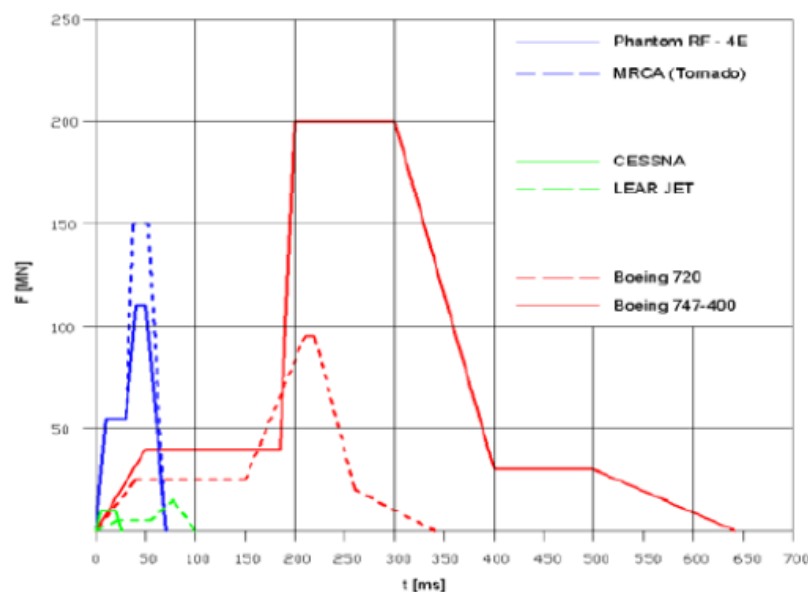


Abbildung 14: Last-Zeit-Diagramme für den Absturz verschiedener Flugzeugtypen (FANC 2015).

Ein gezielter Flugzeugabsturz wurde für die Auslegung der Anlagen nicht angenommen. Das Sicherheitskonzept enthält keine speziellen Schutzmaßnahmen, die über die Vorkehrungen bei einem unfallbedingten Flugzeugabsturz hinausgehen.

## Weiterentwicklung der Sicherheitsanforderungen

Laut ASN (2000) wurde für den EPR der unfallbedingte Flugzeugabsturz deterministisch festgelegt. Die Last-Zeit-Diagramme entsprechen dem Absturz einer Militärmaschine (Phantom, Tornado). Aus den Ergebnissen des „Stress-Test“ europäischer Kernkraftwerke folgert European Commission (2012), dass das Containment des EPR auch dem Absturz eines großen Verkehrsflugzeugs standhält. Die französische Aufsichtsbehörde (ASN 2012, „options de sûreté“) geht davon aus, dass ein sich in Errichtung befindlicher Reaktor gegen den Absturz eines großen Verkehrsflugzeuges ausgelegt sein wird. Zum Integritätsnachweis des Containments hat IAEA (2017) den Absturz einer großen Verkehrsmaschine simuliert (Masse 396.900 kg, Aufprallgeschwindigkeit 110 m/s). Auch dies ist noch keine insgesamt abdeckende Betrachtung. Der Airbus A 380 hat beispielsweise ein maximales Startgewicht von etwa 560.000 kg.

Die Gefahr eines gezielten (terroristischen) Flugzeugabsturzes wurde nach Anschlägen vom September 2001 in New York bewusst. Ein solches Szenario gehört zur Kategorie der unbefugten Eingriffe oder Störmaßnahmen, die von Dritten ausgeführt werden. Hierfür werden besondere Sicherungsmaßnahmen (security) vorgesehen, die im Detail der Geheimhaltung unterliegen. Das Szenario eines gezielten Flugzeugabsturzes wurde in das Sicherungskonzept aufgenommen. Im Zusammenhang mit Stress-Test europäischer KKW analysierte Council of the European Union (2012) den Stand der „nuclear security“ unter Berücksichtigung des absichtlich herbeigeführten Flugzeugabsturzes. Für Neuanlagen in Europa fordert WENRA (2013), Objective O5, dass Anforderungen an die nukleare Sicherheit und an die Sicherung in einem integralen Ansatz abgestimmt und implementiert werden sollen und diskutiert den absichtlich herbeigeführten Absturz eines Verkehrsflugzeuges als Beispiel für diesen Ansatz. Auch im Falle eines solchen Ereignisses sollen die grundlegenden Schutzziele (Abschaltung, Wärmeabfuhr, Aktivitätsrückhaltung) gewährleistet bleiben. WENRA selbst definiert keine konkreten Lastannahmen.

Neben den veränderten Lastannahmen bzw. Szenarien zeigen sich konzeptionelle Weiterentwicklungen auch im Vergleich der gegen Flugzeugabsturz geschützten Anlagenbereiche. Gemäß Pistner et al. (2018) weisen in Cattenom und Fessenheim zentrale sicherheitstechnisch wichtige Einrichtungen wie Kühlmittelvorratsbehälter und insbesondere auch Brennelementlagerbecken einen relativ schwachen und wenig robusten Schutz gegenüber mechanischen Einwirkungen bei einem Flugzeugabsturz auf. Im Unterschied zu den bestehenden Anlagen sind die primärseitigen Kühlmittelvorräte beim EPR im Inneren des Containments untergebracht. Die geschützten Bereiche umfassen neben dem Reaktorgebäude auch das Lagerbeckengebäude sowie Gebäude mit sicherheitstechnisch erforderlichen Einrichtungen.

## Konzeptionelle Abweichungen und Schwachstellen

Seit der Inbetriebnahme der Anlagen in Cattenom sind deutliche Änderungen im Flugverkehr eingetreten, sowohl bezüglich der Anzahl der Flugbewegungen als auch bezüglich der eingesetzten Flugzeugtypen. Dies legt eine Neubewertung der Gefährdung durch unfallbedingten Flugzeugabsturz nahe. Dahinter steht die Frage, ob die probabilistisch begründeten Annahmen für die Dimensionierung des Schutzes im Hinblick auf eine aktuelle Einschätzung der Gefährdung weiterhin angemessen sind. Grundsätzlich besteht die Notwendigkeit, Sicherheitsnachweise immer dann zu aktualisieren, wenn es Hinweise auf z. B. veränderte Eintrittswahrscheinlichkeiten externer Einwirkungen gibt. Die bei der Auslegung der Anlagen Cattenom für den unfallbedingten Flugzeugabsturz unterstellten Einwirkungen unterschreiten deutlich die in Frankreich für den EPR geltenden Annahmen. Diese Anlagen erreichen nicht das heute geforderte Schutzniveau.

Mit heutigem Wissen kann ein absichtlich herbeigeführter Absturz eines Flugzeugs auf ein Kernkraftwerk nicht ausgeschlossen werden. Solche Szenarien sind durch den für die Auslegung der Reaktoren in Cattenom zugrunde gelegten probabilistischen Ansatz grundsätzlich nicht abgedeckt. Aktuell diskutierte Szenarien, die vom gezielten Absturz einer großen Verkehrsmaschine ausgehen, sind durch die Basisauslegung der bestehenden Anlagen bei Weitem nicht abgedeckt. Durch ergänzende Maßnahmen, die aber nicht alleine durch den Betreiber zu realisieren sind, kann versucht werden, einen gezielten Anflug zu unterbinden (z. B. Vernebelung des Standorts, Überwachung des Luftraums und militärisches Abfangen). Die Wahrscheinlichkeit eines zielgerichteten Absturzes kann damit verringert werden. Ein zu einer robusten physischen Auslegung gleichwertiger Schutz kann damit nicht erreicht werden.

Schwachstellen bestehen beim physischen Schutz des Lagerbeckens für abgebrannte Brennelemente und seiner Kühlmittelvorräte (Pistner et al. 2012; Küppers und Pistner 2016; Mertins 2016). Aufgrund der konstruktiven Ausführung des Lagerbeckengebäudes (beispielsweise im Bereich der metallischen Dachkonstruktion) besteht dort keine ausreichende Widerstandsfähigkeit gegenüber den Einwirkungen bei einem Flugzeugabsturz. Der Aufprall auf das Lagerbeckengebäude kann einen (vollständigen) Wasserverlust aus dem Becken und nachfolgend den Ausfall der Kühlung der dort gelagerten Brennelemente zur Folge haben. Barrieren zur Rückhaltung des radioaktiven Inventars aus den dort gelagerten Brennelementen sind dann nicht mehr wirksam. Weiterhin sind die Behälter mit Kühlmittelvorräten nur einfach vorhanden und außerhalb des Containments aufgestellt. Sofern diese Behälter bei einem Flugzeugabsturz betroffen sind, stehen keine Reserven zur Ergänzung von Kühlmittelverlusten bei Leckagen und zur Bespeisung der Dampferzeuger zur Verfügung. Eine ausreichende Kühlung des Reaktorkerns ist dann nicht mehr sichergestellt. Nicht ausreichend geschützte Sicherheitseinrichtungen können bei einem Flugzeugabsturz ausfallen und stehen dann nicht mehr zur Störfallbeherrschung zur Verfügung.

### **7.5.3. Redundanzgrad**

#### **Auslegungskonzept**

Die Reaktoren in Cattenom sind 4-Loop-Anlagen. Primärkreislauf und Dampferzeuger sind 4-strängig. Die Nachkühlkette ist grundsätzlich 2-strängig ausgeführt.

#### **Weiterentwicklung der Sicherheitsanforderungen**

Das Einzelfehlerkonzept (Redundanzgrad  $n+1$ ) berücksichtigt den Ausfall eines Stranges in einem Sicherheitssystem im Anforderungsfall. Auch bei Ausfall eines Stranges des Sicherheitssystems kann durch den dazu redundanten Strang die sicherheitstechnische Funktion in vollem Umfang erfüllt werden. Das Einzelfehlerkriterium ist eine Forderung der IAEA Specific Safety Requirements, Requirement 25 (IAEA 2016). Das Einzelfehlerkonzept gilt grundsätzlich sowohl für aktive (z. B. Pumpen) als auch für passive Komponenten (z. B. Rohrleitungen).

Das Auslegungskonzept neuerer Anlagen berücksichtigt zusätzliche Ausfallannahmen. Die Nachwärmeabfuhr soll auch bei einem unterstellten Ausfall eines Stranges (Einzelfehler) in Kombination mit der Unverfügbarkeit eines weiteren Stranges infolge einer Instandsetzung gewährleistet sein. In einigen Ländern wurde dieses Konzept als Anforderung in das nationale Regelwerk aufgenommen: Deutschland (BMU 2015a/b, Niederlande (ANVS 2015), Belgien (Roi des Belges 2011) und Finnland (STUK 2013b). Das Sicherheitssystem

des EPR ist mit vier räumlich getrennten Redundanzen, d. h. Redundanzgrad  $n+2$ , ausgestattet. IRSN (2015) sieht darin einen wesentlichen Fortschritt im Sicherheitskonzept.

### **Konzeptionelle Abweichungen und Schwachstellen**

Die Nachkühlkette (Nebenkühlwassersystem und Zwischenkühlwassersystem), über die die aus dem Reaktor abgeführte Wärme an die Umgebung abgegeben wird, ist gemäß Pistner et al. (2012) in Fessenheim einzelfehlerfest ( $n+1$ ) aufgebaut, weicht jedoch vom gegenwärtig im Bau befindlichen EPR mit einer ( $n+2$ ) Redundanz ab.

Gemäß Pistner et al. (2018) ist das Sicherheitssystem der Anlage Cattenom grundsätzlich 2-strängig (Redundanzgrad  $n+1$ ), d. h. einzelfehlerfest ausgelegt. Dies betrifft u. a. die Einrichtungen zur primärseitigen Nachkühlung, primärseitigen Kühlmittelergänzung und Containment-Kühlung bei Kühlmittelverluststörfällen, Containment-Kühlung bei Kühlmittelverluststörfällen sowie die Kühlung des Lagerbeckens. Ein höherer Redundanzgrad ist nur bezüglich der aktiven Einrichtungen wie z. B. Pumpen für die Sicherheitsfunktionen der sekundärseitigen Dampferzeugerbespeisung sowie der primärseitigen Aufborierung und der Sperrwasserversorgung der Hauptkühlmittelpumpen vorhanden. Im Übrigen ist auch für diese Systemfunktionen die Auslegung grundsätzlich 2-strängig.

Die Sicherheitssysteme sind im Wesentlichen mit einem Redundanzgrad  $n+1$  konzipiert; in Cattenom sind bei einzelnen aktiven Komponenten ebenfalls zusätzliche Redundanzen vorhanden. Die geplante Nachrüstung des Hardened Safety Core ergänzt Reserven für einzelne Sicherheitsfunktionen, erhöht aber nicht den Redundanzgrad der Sicherheitssysteme. Die Auslegung des bisherigen Systems bleibt unverändert. Zwischen dem neu zu installierenden Hardened Safety Core und dem bestehenden System gibt es erhebliche Auslegungsunterschiede. In neueren Reaktorkonzepten wird konsequent ein höherer Redundanzgrad  $n+2$  umgesetzt. Dadurch bestehen dort größere Sicherheitsreserven gegenüber den lediglich einzelfehlerfest ausgelegten Anlagen.

### **7.6. Nuclear Reactor Planned Life-span Extension (PLEX): Beispiele für britische und französische Kernkraftwerke, Hunterston B und Tricastin**

Der Beitrag beschreibt die Design-Schwächen der Anlage Tricastin. Insbesondere die Anforderungen an den Schutz gegen Einwirkungen von außen entsprechen nicht mehr dem heutigen Standard. Tricastin ist die zweitälteste französische Anlage nach Fessenheim. Die Abweichungen sind exemplarisch für die französischen Anlagen dieser Baureihe (915 MW elektrisch). Im Kontext der Programme zur Laufzeitverlängerung wird an diesem Beispiel auch der Umgang mit den bekannten Problemen seitens Betreibergesellschaft und staatlicher Stellen dargestellt und wie ein Weiterbetrieb ermöglicht werden soll.

Der Advanced Gas-cooled Reactor (AGR) ist ein graphitmoderierter Reaktor, der ausschließlich in UK betrieben wird. Der Beitrag behandelt ein spezielles Alterungsphänomen, das in den technischen Details nicht auf andere Reaktortypen übertragbar ist. Exemplarisch ist jedoch der zwischen Betreibergesellschaft und Aufsicht ablaufende Prozess, mit dem das Alterungsphänomen analysiert und bewertet wird und wie mit den dabei bestehenden Unsicherheiten umgegangen wird.

### 7.6.1. Einführung

Die geplante Laufzeit der gegenwärtigen EU-Reaktoren liegt zwischen 30 und 40 Jahren, und das Durchschnittsalter dieser Reaktoren beträgt 40 Jahre. Mit zunehmendem Alter dieser Reaktoren durchlaufen der Reaktordruckbehälter und die Einbauten Stressprozesse, die Versprödung und<sup>77</sup> wanddurchdringende Risse im Behälterdeckel miteinschließen.

Der Bau der bestehenden Kernkraftwerken erfolgte europaweit lange bevor die Bedrohung durch bewaffnete Angriffe und die Auswirkungen der globalen Erwärmung - wie Meeresspiegelanstieg, Sturmflut, Eindringen von Gezeiten und Überschwemmungen für Küstenkernkraftwerke sowie Ausfall und Erwärmung von Flüssen für Binnenkernkraftwerke - bei der Auslegung berücksichtigt wurden.

Ältere Kernkraftwerke haben aufgrund eines geringeren Redundanzgrades einen geringeren Schutz gegenüber Einwirkungen von außen. Das Risiko eines langfristigen Ausfalls der Kühlung ist höher, da der Qualitätsstandard der Systeme zur Kühlung der Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente niedriger ist. Überdies wird, je älter der Reaktor ist, umso mehr abgebrannter Brennstoff vor Ort angesammelt (Large, 2006).

Die Frage bleibt: Kann es gerechtfertigt sein, die Laufzeit von Kernkraftwerken zu verlängern, deren Konstruktion nicht sicher genug ist, um genehmigt zu werden, wenn sie heutzutage gebaut würden? Um dieser Fragestellung nachzugehen, werden Bedenken im Zusammenhang mit 2 alternden Kernkraftwerken diskutiert (UK Hunterston B, Tricastin in Frankreich) und Schlussfolgerungen abgeleitet. Dabei geht es nicht darum, eine analytische Vergleichsstudie durchzuführen, sondern vielmehr darum, theoretische und praktische Erkenntnisse zu gewinnen.

### 7.6.2. UK Hunterston B

#### Hintergrund

Das Kernkraftwerk Hunterston B umfasst 2 x 610 MWe fortgeschrittene Graphitreaktoren (Advanced Graphite Reactors - AGR) (Betrieb mit ~495 MWe)<sup>78</sup>. Baubeginn: 1968. Beginn des kommerziellen Betriebs: 1976. Ursprünglich geplante Betriebsdauer: 35 Jahre, mit geplanter Schließung im Jahr 2011. Laufzeitende für die Bilanzierung: 2023, zweimal verlängert durch das Office of Nuclear Regulation (ONR) auf Antrag von EDF, zuerst bis 2016 und zuletzt bis 2023.

Hunterston B ist jetzt 45 Jahre alt und ist zusammen mit seinen Schwesterreaktoren Hinkley B in Somerset der älteste in Betrieb befindliche Reaktor in Großbritannien. Hunterston B wurde vor den Ereignissen vom 11. September 2001 und vor dem Reaktorunglück in Fukushima errichtet; von daher sind wichtige Einwirkungen von außen in der Auslegung nicht berücksichtigt, wie die Verwundbarkeit des Reaktors und des Brennelementlagerbeckens insbesondere gegenüber Flugzeugabstürzen (militärische und vollbeladene große Passagierflugzeuge)<sup>79</sup>.

<sup>77</sup>Das Reaktorgebäude selbst neigt, wie alle physikalischen Strukturen, dazu, zu altern. Weitere Probleme sind die Alterung von z. B. Kabeln und Transformatoren.

<sup>78</sup>Jedes britische AGR-Kernkraftwerk besteht aus zwei identischen Reaktoren mit einer Leistung von 600-660 MW, wobei diese Kapazität etwa 16% der gesamten britischen Erzeugungskapazität entspricht. Der AGR-Reaktor und sein gering angereichertes (2,5 bis 3,5 % U-235) Brennstoffsystem sind einzigartig in Großbritannien, da es international keine anderen vergleichbaren Anlagen gibt. Die UK AGRs wurden im Zeitraum 1976 bis 1989 gebaut.

<sup>79</sup>WENRA (Western European Nuclear Regulators Association) 'Stresstests' umfassten eine gezielte Neubewertung der Sicherheitsmargen von Kernkraftwerken nach Fukushima, einschließlich extremer Naturereignisse, die die Funktionen der Anlagensi-



Die britische Regierung stellte fest, dass das Hunterston B-KKW mit dem Übereinkommen über nukleare Sicherheit (Convention on Nuclear Safety) (BEIS, 2017) vereinbar ist. Hunterston B hat jedoch eine Vorgeschichte von technischen Problemen, wie: Verschlechterung der Isolierung, Graphitoxidation, Risse im Dampferzeuger, Risse im Dampfüberhitzer und Risse im Graphit. Das bedeutendste Risiko ist die Graphittrissbildung des Kernmoderators. Es bestehen nicht nur erhebliche Unsicherheiten bezüglich der strukturellen Integrität und Restfestigkeit des Graphitmoderators von Hunterston B, sondern es wurden<sup>80</sup> auch Risse in Dampfkanälen im August 2014 festgestellt, die einer weiteren Inspektion und Reparatur bedürfen. Die Verschlechterung der Wärmetauscher, die sich im Beton um den Reaktordruckbehälter herum befinden, und des Graphitkerns sind die beiden wichtigsten lebensbegrenzenden Faktoren für alle britischen AGRs<sup>81</sup> (Large, 2006).

Die Graphitkerne von HB und möglicherweise alle 14 britischen AGR-Reaktoren haben erhebliche und weiter fortschreitende strukturelle Schäden an Graphitblöcken im Bereich des Kernbrennstoffes. Die britische Atomaufsichtsbehörde stellt fest „*Hunterston B ist im Allgemeinen repräsentativ für die anderen Anlagen*“ (ONR, 2017b, S. 103). Angesichts der Tatsache, dass Massenverluste in Graphitblöcken und anschließend Graphitrisse in allen britischen AGRs auftreten, hat das HB-Beispiel erhebliche Relevanz für die Bewertung von Alterungsproblemen für die gesamte britische AGR-Flotte.

## Ablauf der letzten Stillstände

Im November 2015 erklärte EDF, dass in drei der Graphitblöcke in einem der HB-Reaktoren Risse seien. Die Reaktoren 3 und 4 werden nun alle drei Jahre im Rahmen der vorgeschriebenen Wartungsperiode von HB geprüft. Die Anlage Hunterston B ist derzeit außer Betrieb.<sup>82</sup> Die Anlagenstillstände sollen die Inspektion des Graphitkerns auf Risse ermöglichen<sup>83</sup> (ONR, 2018). Rund 27% der Brennelementkanäle von Reaktor 3 wurden inzwischen inspiziert und es wurden über 350 Risse festgestellt - ein unerwartet starker Anstieg

cherheit gefährden und zu schweren Unfällen führen (WENRA 2011a). Da die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für nukleare Sicherheit (ENSREG, 2011) jedoch entschieden hat, dass Fragen der Sicherung (Security) außerhalb des Zuständigkeitsbereichs der WENRA liegen, umfassten die Stresstests der 143 Kernkraftreaktoren der EU keinen Unfall und Vorfall durch einen Flugzeugangriff oder einen Terroranschlag. Der Ausschluss dieser Sicherheitsprobleme erscheint bedauerlich, da alle zivilen nuklearen Infrastrukturen des Vereinigten Königreichs in einzigartiger Weise in alle vier Tier-1-Bedrohungen verwickelt sind, die in der nationalen Sicherheitsstrategie des Vereinigten Königreichs (HM Government, 2010) identifiziert wurden.

<sup>80</sup>Die Aufgabe des Graphitmoderators besteht darin, die schnellen Neutronen zu verlangsamen, damit die Kettenreaktion fortgesetzt werden kann. Einstrahlungsschäden verändern die Struktur von Graphit. Zu den Symptomen gehören der Masseverlust von Graphit und die Rissbildung der Blöcke. Mit zunehmender Anzahl der gerissenen Blöcke und zunehmender Kernverformung steigt das Ausfallrisiko des Systems. Der Graphitkern kann nicht repariert oder ausgetauscht werden. Kanäle durchlaufen auch die Graphitblöcke, die wichtige Sicherheitsfunktionen ermöglichen, wie z. B. das Einfahren von Steuerstäben, die den Reaktor im Notfall abschalten sollen. Gerissene Graphitblöcke können bei einem schweren Störfall zum Versagen von Sicherheitsfunktionen führen, wodurch der Kern überhitzt wird, was zu einer radiologischen Freisetzung führt.

<sup>81</sup>Lebensbegrenzende Faktoren der AGR-Konstruktion sind der *in situ* gegossene Beton-Druckbehälter, der die einzige Rückhaltebarriere bildet, und der Graphitmoderatorskern, dessen Konfiguration sich im Laufe der Zeit verschlechtert (Neutronenbestrahlung), wobei es keine Möglichkeit in der Kernkonstruktion gibt, die Tausende von einzelnen Graphitblöcke zu ersetzen, aus denen der Kern aufgebaut ist. Allein hinsichtlich Druckbehälter und Reaktorkern wurde bei der Auslegung eine Lebensdauer 30 Jahre angenommen (Large, 2006).

<sup>82</sup>HB-Reaktor 3 off-line seit 9.3.18 und HB-Reaktor 4 off-line seit 2.10.18.

<sup>83</sup>Jeder Block ist ca. einen Meter hoch und hat einen Durchmesser von einem Meter, wiegt ca. 400 Kilo. Der Graphitkern wiegt insgesamt ca. 1.600 Tonnen. Da alle Graphitblöcke durch Graphitplättchen (die in die Passfedernuten eingesetzt werden) miteinander verbunden sind, sorgt ein intakter massiver Graphitkern für ein hohes Maß an Festigkeit und Stabilität im Reaktor. Diese Stabilität schützt vor schädlichen Auswirkungen bei Ereignissen wie Erdbeben, Ausgasung, plötzliches Abfahren und plötzliche Druckabfälle. Dies ist für ONR ein wichtiger Aspekt, da es eine Sicherheitsmarge für den Betrieb der britischen AGRs bietet.

gegenüber den vormalig 77 im Jahr 2017 identifizierten Rissen -, die die Grenzen für den sicheren Betriebs überschreiten. Die Anzahl der Risse ist deutlich größer, als dies mit der Computermodellierung von EDF prognostiziert wurde.

EDF hat den geplanten Neustart der HB-Reaktoren 3 und 4 von Ende 2018 auf Anfang 2019 verschoben und UK ONR aufgefordert, die Rissgrenze zu lockern, damit der Reaktor wieder in Betrieb gehen kann, und vorgeschlagen, dass der HB-Reaktor 3 mit bis zu 1.000 Rissen betrieben werden darf. ONR schließt derzeit aus, dass der EDF-Sicherheitsnachweis eine signifikante Sicherheitsmarge jenseits dieser Grenze aufweist (Foy, 2018).

Im Februar 2017 veröffentlichte UK ONR seine Bewertung der periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSR)<sup>84</sup> z. B. für HB und akzeptierte den überarbeiteten Sicherheitsnachweis der EDF für den Graphitkern unter Einziehung einer Reihe von Empfehlungen und abhängig von einer verbesserten Inspektion und Überwachung (ONR, 2017a). Mit der Anerkennung des überarbeiteten Sicherheitsnachweises der EDF verdoppelte ONR den Grenzwert, den sie zuvor für den Anteil der gerissenen Bausteine, die sie zu akzeptieren bereit ist, festgelegt hatte (von 10% auf 20%). Eine kontroverse Entscheidung. Das ONR stellte fest, dass der weitere Betrieb der Reaktoren Hinkley Point B und Hunterston B durch den Sicherheitsnachweis NP/SC 7716 der EDF unterstützt wird, der für den Betrieb eine Grenze von 20% Rissen im Kern festlegte (ONR, 2018). Hunterston B Reaktor 3 durfte im August 2020 den Betrieb für sechs Monate wiederaufnehmen. EDF plant eine letzte 6-monatige Laufzeitverlängerung zu beantragen, bevor der Stilllegungsprozess beginnt. Diese Laufzeitverlängerung unterliegt einer weiteren Inspektion im Frühjahr 2021 und der dazugehörigen behördlichen Genehmigung.

## Paarrisse in den Graphitblöcken

An sieben Aussparungen in den Graphitblöcken in Hunterston B<sup>85</sup> sind Risse aufgetreten. Das Keyway Root Cracking (KWRC) ist eine sehr spezielle Form der Rissbildung, die<sup>86</sup> sich paarweise gegenüberliegend ausbildet und so die Graphitblöcke (oder Zylinder) unter Umständen in zwei Teile teilt. KWRC pflanzt sich ausgehend von der Außenseite des Zylinders fort. Wenn es im Brennstoffkanal sichtbar ist, impliziert dies einen vollständigen Riss durch den gesamten Zylinder und nicht nur einen Oberflächenriss. Dies schwächt die Robustheit und Stabilität des Reaktors erheblich und macht den Reaktor dadurch unsicherer (Large, 2006).

EDF hatte versucht, die Bildung von KWRC vorherzusagen. Ursprünglich wurde das Auftreten der ersten Risse 2019 erwartet, aber der erste KWRC in Hunterston B wurde 2015<sup>87</sup> beobachtet. Im Oktober 2016 kündigte die ONR an, dass bei Hunterston B superflexible Steuerstäbe installiert werden sollen, da Bedenken

<sup>84</sup>z. B. UK Periodische Sicherheitsüberprüfungen (PSRs) werden von ONR alle zehn Jahre an alternden Reaktoren durchgeführt.

<sup>85</sup>z. B. Das Vorhandensein von KWRC birgt die Gefahr, dass der Kern falsch ausgerichtet wird und die Kraftstoffmodule im Kern stecken bleiben. In diesem Fall würde die Brennstofftemperatur steigen und der Kern könnte schmelzen. Wenn die Radioaktivität in den Gasstrom gelangt und der Reaktor bei einem Überdruck entlüftet wird, erfolgt eine radioaktive Freisetzung in die Atmosphäre.

<sup>86</sup>z. B. Die Passfedernut ist ein Schlitz, der jeden Stein am angrenzenden Stein, den darunterliegenden Steinen und den darauf liegenden Steinen hält. Diese Aussparungen gelten als der limitierende Faktor für die Lebensdauer von AGR-Reaktoren.

<sup>87</sup>z. B. Obwohl Inspektionen von entscheidender Bedeutung für die Unterstützung des sicheren Reaktorbetriebs in der nachfolgenden Laufzeit sind, ist es, da sich die KWRCs auf der Außenseite der Graphitblöcke befinden, schwierig, die Kanäle zu inspizieren, in denen sich der Brennstoff befindet, und nur etwa 10% werden bei jedem Reaktorstillstand überprüft, so dass nicht erkannte KWRCs vorhanden sein können. In Ermangelung einer vollständigen Sichtprüfung wird mit einem nicht-deterministischen mathematischen Modell versucht, KWRC in bestimmten Teilen des Reaktors zu berechnen.

hinsichtlich der Stabilität des Graphitkerns des Reaktors aufgrund von KWRC bestehen. ONR erklärt, dass zukünftig verbesserte Sicht- und Maßkontrollen erforderlich sind, einschließlich der Entwicklung einer erweiterten Messung der Steuerstabkanäle. Obwohl die neue Sicherheitsüberprüfung von EDF noch in Arbeit ist, ist davon auszugehen, dass darauf hingewiesen werden wird, dass es sicher ist, den Reaktor 3 mit bis zu 1.000 KWRC zu betreiben und es daher auch sicher ist, die beiden Reaktoren wieder in Betrieb zu nehmen (NFLA, 2018).

## **KKW Hunterston B: Zusammenfassung der Ergebnisse**

Da Hunterston B vor dem Ereignis am 11. September 2001 in New York und vor dem nuklearen Unfall in Fukushima gebaut wurde, wurden maßgebliche Einwirkungen von außen in der Basisauslegung des Kernkraftwerks nicht berücksichtigt: Verwundbarkeit von Reaktor und Brennelementbecken, insbesondere bei Flugzeugabstürzen (militärische oder große Passagierflugzeuge).

Hunterston B hat eine Vorgeschichte von technischen Problemen: Verschlechterung der Isolierung, Graphitoxidation, Risse im Dampferzeuger und Risse im Graphit. Das bedeutendste Risiko ist die Graphitrisbildung des Kernmoderators.

Es ist offensichtlich, dass das Graphit des Reaktorkerns von Hunterston B und möglicherweise alle britischen AGR-Reaktoren erhebliche strukturelle Schäden an Graphitblöcken einschließlich KWRC im leistungserzeugenden Abschnitt des Reaktors entwickelt haben und weiter fortschreiten. Es ist auch klar, dass dieser Schadensmechanismus nicht vollständig verstanden wird. Einer der Gründe dafür ist, dass es derzeit nur begrenzte Möglichkeiten gibt, versteckte, aber fortschreitende Risse unter der Oberfläche zu erkennen - so ist es durchaus möglich, dass das Ausmaß dieser Art alterungsbedingten Schäden viel größer sein kann.

Da der Masseverlust in Graphitblöcken und die folgende Graphitrisbildung bei allen britischen AGRs auftritt, hat das Beispiel Hunterston B erhebliche Bedeutung für die Bewertung der Alterung der Reaktoren und damit für die Laufzeitverlängerung der gesamten britischen AGR-Flotte.

Beinahe die gesamte britische 9-GW-Kraftwerksflotte besteht aus modernen gasgekühlten Reaktoren. Ein zu beachtender Alterungsfaktor bei diesem Reaktortyp sind Risse in den Graphitblöcken. Die Hälfte der sich in betrieb befindenden Reaktoren sollen bis März 2024 stillgelegt werden. Die Stilllegung der zivilen Kernkraftwerke Großbritanniens werden den britischen Steuerzahler etwa 132 Milliarden Pfund kosten und erst in 120 Jahren abgeschlossen sein.

### **7.6.3. Kernkraftwerk Tricastin**

#### **Hintergrund**

Die französische Kernreaktorflotte von 34 x 900 MWe Reaktoren, 20 x 13 MW und 4 x 1450 MW besteht aus Druckwasserreaktoren (DWR) an 19 Standorten, die alle im Besitz von EDF sind und von EDF, das überwiegend im Besitz des französischen Staats ist, betrieben werden.

Zum 1. Januar 2021 beträgt das Durchschnittsalter dieser Reaktoren 39 Jahre, und 2 Reaktoren haben bereits das Alter von 40 Jahren überschritten (Bugey 2 und 3). Bugey 4 und 5 sind jeweils 41 Jahre alt. Bis 2021 werden 14 Reaktoren 40 Jahre alt sein (CRIIRAD, 2019).

Das Kernkraftwerk Tricastin (KKW) - *Centrale Nucléaire du Tricastin* - mit Sitz in Südfrankreich umfasst vier Reaktoren der Serie CP1 mit 915 MW Leistung (Druckwasserreaktoren), mit einer Gesamtleistung von 3.660 MW. Inbetriebnahme des Reaktors: Blöcke 1 und 2 im Dez. 1980; Block 3 im Mai 1981; Block 4 im Nov 1981.

Das Kühlwasser des KKW Tricastin wird aus dem Canal de Donzère-Mondragon entnommen. Drei der vier Reaktoren versorgten bis 2012 die vor Ort befindliche Eurodif-Urananreicherungsanlage. Im September 2018 wurde die neue Konversionsanlage *Philippe Coste* am Standort<sup>88</sup> Tricastin eröffnet.

## Überprüfung sicherheitsrelevanter Alterung

Eine Meta-Analyse des CNRS (Centre National de la Recherche Scientifique) bezüglich die Reaktorabschaltungen in der französischen Reaktorflotte (mit 19.000 signifikanten Vorfällen, die von EDF gemeldet und von ASN IRSN zwischen 1973 und 2015 untersucht wurden) kam zu dem Schluss, dass die Alterung einen erheblichen Einfluss auf die Sicherheit hat (Bizet et al, 2017). Wichtig ist, dass sich diese Effekte je nach Reaktortyp unterscheiden. Es ist vielleicht nicht verwunderlich, dass je älter der Reaktor desto größer das potenzielle Risiko einer sicherheitsbedingten Abschaltung ist. Die Analyse ergab, dass für die ältere 900 MW-Flotte einer Zunahme des Alters um 1 Jahr einem Anstieg der Reaktorabschaltungen von 15 % entspricht - während für die neueren 1450-MW-Reaktoren die Alterung einen wesentlich geringeren Einfluss auf die Abschaltungen zu haben scheint (ebd.). Da der Großteil der französischen Flotte aus 900 MW-Reaktoren (32 Reaktorblöcke insgesamt) besteht und 1450 MW-Reaktoren nur in vier Blöcken sind, ist dieser Befund von Bedeutung.

Im Jahr 2019 begann die französische Aufsichtsbehörde für nukleare Sicherheit, Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), mit der Überprüfung von Tricastin-1, der<sup>89</sup> ältesten in Betrieb befindlichen Anlage Frankreichs. Alle vier Reaktoren unterliegen einer PLEX-Machbarkeitsprüfung (Planned Life-span Extension - geplante Laufzeitverlängerung), um das Niveau der Anlagensicherheit über die ursprüngliche Grenze der Auslegung von 40 Jahren hinaus zu ermitteln<sup>90</sup>. Zu den wichtigsten PLEX-Problemen für die Reaktoren von Tricastin gehören u. a. das Fehlen verstärkter Brennelementlagerbecken und der fehlende core catcher<sup>91</sup>. Es sei darauf hingewiesen, dass die Untersuchungskommission der französischen Nationalversammlung die Möglichkeit erwogen hat, dass ASN auch die Aspekte der Sicherung (z. B. Terrorismus) bei der Abgabe von Empfehlungen zu Sicherheitsmerkmalen von kerntechnischen Anlagen, insbesondere zur Sicherheit von Brennelementlagerbecken, berücksichtigen kann.

<sup>88</sup>z. B. Die Anreicherung erfordert die Umwandlung von Uran in Gas, Uranhexafluorid (UF<sub>6</sub>). Bei Tricastin wird Uran zunächst zu Urandioxid raffiniert (das als Brennstoff für die Reaktortypen verwendet werden kann, die kein angereichertes Uran benötigen) und dann in UF<sub>6</sub> umgewandelt, das geeignet für die Anreicherung ist.

<sup>89</sup>z. B. Während der Arbeit an einer grundsätzlichen Entscheidung über die Verlängerung der Reaktorlebensdauer führt ASN eine separate 10-Jahres-Überprüfung der betriebenen Reaktoren durch.

<sup>90</sup>z. B. ASN hat eine zweijährige Verzögerung der Überprüfung bestätigt und festgestellt, dass die Ergebnisse erst 2020-21 vorliegen werden. Die Verzögerung scheint die Unsicherheit über das geplante Investitionsprogramm « Grand Carenage » PLEX von EDF zu unterstreichen.

<sup>91</sup>z. B. In Zeugenaussagen vor einem Ausschuss des Parlaments der französischen Nationalversammlung sagte ASN-Chef Pierre-Franck Chevet den Gesetzgebern, dass das Fehlen von Kernfängern in der Betriebsflotte von EDF ein Schlüsselthema in Bezug auf allgemeine Kriterien für PLEX sein wird.

## Mögliche Gefährdung durch Flugzeugabstürze

Die 58 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke Frankreichs wurden geplant und errichtet, bevor der Unfall eines zivilen Flugzeugs oder Militärflugzeugs als reale Bedrohung angesehen wurde<sup>92</sup>. Ganz allgemein bestätigen Untersuchungen vor dem 11. September 2011, dem gezielten Absturz von Verkehrsflugzeugen, dass das Containment des Kernkraftwerks im Falle eines Flugzeugabsturzes zumindest in Form eines lokal begrenzten Durchbruchs versagt und sich tiefe Risse und Strukturveränderungen ausbilden, die sich vom Auftreffpunkt weg ausbreiten. Jüngere Analysen, die sich auf den Absturz von großen Verkehrsflugzeugen konzentriert haben, weisen eine größere Widerstandsfähigkeit der Struktur nach, allerdings ist dieser unwesentliche Gewinn lediglich durch die Einführung von begrenzenden Randbedingungen erzielt worden, die das Schadensausmaß verringern: Die Analysen lassen jedoch die komplexe Natur von Aufprallschäden, einschließlich Nicht-linearitäten, wie die thermische (Brand-)Belastung von Flugbenzin, oder die Möglichkeit einer Detonation von Kerosin-Luft-Dampfgemisch<sup>93</sup> außer Acht.

In diesem Zusammenhang beauftragte die ASN das Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN), mit einer unabhängigen Bewertung des Sicherheitsnachweises der EDF. IRSN berichtete, dass ein neues Konzept mit besonders verstärkten zentralen Sicherheitsfunktionen im Sinne eines Notstandsystems, *hardened safety core of structures, systems and components (SSCs)*, eingeführt werden sollte, um die Reaktivität, Wärmeabfuhr und Rückhaltung radioaktiver Stoffe sowohl für den Brennstoff im Reaktorkern als auch für die Brennelementlagerbecken im Falle auslegungsüberschreitender externer Einwirkungen, also auch eines Flugzeugabsturzes, unter Kontrolle zu halten. Da die derzeitigen französischen Kernkraftwerke also einen *hardened safety core* benötigen, ergibt sich daraus, dass sie derzeit also bis zur vollständigen Installation des *hardened safety core*, ein erhöhtes Risiko für ein katastrophales Versagen haben, wenn sie einem extremen externen Ereignis ausgesetzt sind.

Insgesamt ist es wahrscheinlich, dass der Absturz eines Verkehrsflugzeuges auf das in den französischen Kernkraftwerken vorhandene ein- oder zweischaligen Containment zumindest zu einem lokal begrenzten Durchbruch, wenn nicht sogar zu einem katastrophalen Zusammenbruch eines Teils oder des Großteils des Containments führen könnte. So besteht für die Containments aller 58 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in Frankreich das Risiko, dass sie bei einem großen Flugzeugabsturz versagen. Darüber hinaus stellt die Verwundbarkeit der Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente eine gemeinsame Schwäche für alle 58 in Betrieb befindlichen französischen Kernkraftwerke dar (Dorfman, 2017).

<sup>92</sup>z. B. Die „Stresstests“ der Western European Nuclear Regulators Association (WENRA) umfassten eine gezielte Neubewertung der Sicherheitsmargen von Kernkraftwerken im Hinblick auf Fukushima, einschließlich extremer Naturereignisse, die die Funktionen der Anlagensicherheit beeinträchtigen und zu schweren Unfällen führen (WENRA Task Force, 2011). Da die Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für nukleare Sicherheit (ENSREG, 2011) jedoch entschieden hat, dass Sicherheitsfragen außerhalb des Zuständigkeitsbereichs der WENRA liegen, umfassten die Stresstests nach der Fukushima Katastrophe an den 143 Kernreaktoren der EU keinen Unfall und Vorfall durch einen Flugzeugangriff oder einen Terroranschlag. Der Ausschluss dieser Sicherheitsprobleme erscheint bedauerlich.

<sup>93</sup>z. B. Der Zusammenstoß eines Flugzeugs mit einer gebauten Struktur ist ein komplexes Ereignis, das zu einer Vielzahl von Kräften und strukturellen Reaktionen führt. Die Definition und Anpassung der Eigenschaften der Flugzeugzelle und der Zielstruktur bleibt problematisch. Die derzeitige Abhängigkeit von und die Extrapolation aus dem Absturz einer militärischen Kampfflugzeugzelle (von ~20.000 kg), die ein Verkehrsflugzeug (von aufwärts ~130.000 kg+) darstellt, kann sich als wenig hilfreich erweisen.



## Überwachung des Altersmanagements

Frankreich hat Anforderungen für die Vorgehensweise bei Auslegung, Herstellung und wiederkehrender Prüfung von Komponenten entwickelt<sup>94</sup>. Es gibt jedoch noch Schwachstellen im Regelwerk, wie sie in den länderspezifischen Feststellungen aus dem aktuellen Peer Review des Alterungsmanagements<sup>95</sup>, Overall Ageing Management Programme (OAMPs), erläutert werden. Insbesondere die französischen Vorschriften für alternde Anlagen bleiben ein „Bereich für Verbesserungen“ unter Berücksichtigung der verzögerten Kernkraftwerksprojekte und die verlängerte Stilllegung von Kernkraftwerken<sup>96</sup>.

## Abschaltung wegen Probleme bei der Deichwiderstandsfähigkeit

Das KKW Tricastin liegt 6 m unter dem Kanalniveau, und es besteht eine große Abhängigkeit sowohl für die Kühlung beider Reaktoren als auch für die Kühlung der Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente<sup>97</sup>. Im Sommer 2017 informierte EDF die Nuclear Safety Authority (ASN) über die Bruchgefahr eines 400 Meter langen Abschnitts des Deichs am Kanal Donzère-Mondragon, der sich stromaufwärts des KKW Tricastin befindet, im Falle eines Erdbebens. Auch die unmittelbar angrenzende Brennstoffanreicherungsanlage AREVA *Georges Besse II* war betroffen, insbesondere die vor Ort befindlichen Uranhexafluorid-Fässer.

Im September 2017 ordnete ASN die sofortige Abschaltung der vier Kraftwerksblöcke von Tricastin an, da die Unsicherheiten im Zusammenhang mit einer durch Erdbeben ausgelösten Aufweichung des Donzère-Mondragon Kanal im Bereich der Rhône erhöhten (IRSN, 2017). Ein Bruch dieses Teils des Deiches könnte zu einer Kernschmelze in allen Reaktoren mit unzulässigen Gesundheitsfolgen führen. ASN genehmigte das Wiederanfahren der Anlage am 5. Dezember 2017, da die Festigkeit des Deiches nach Abschluss der Arbeiten zufriedenstellend war.

## Seismisches Risiko

Ein ungewöhnlich starkes Erdbeben der Stärke 4,9 ereignete sich am 11. November 2019 im Südosten Frankreichs im unteren Rhônetal, einer Industrieregion mit mehreren laufenden Atomkraftwerken. Das Epizentrum dieses Erdbebens lag in einer ungewöhnlich geringen Tiefe von etwa einem Kilometer, was zu einer äußerst gefährlichen Bodenbeschleunigung führte und die Wahrnehmung der Auswirkungen solcher Ereignisse auf die lokale Gefährdungsbeurteilung dramatisch veränderte. Es wirft sich die Frage auf, inwiefern die Rhone-Reaktoren auf ein erhöhtes seismisches Risiko vorbereitet sind (Causse et al. 2021). Dies ist besonders kritisch, wenn es um die langfristige Sicherheit von Kernkraftwerken geht (Jomard et al. 2017), denn das Le Teil Erdbeben ereignete sich in der Nähe aktiver Kernkraftwerke, darunter auch Tricastin. Die verursachende Verwerfung, welche nicht als aktiv angesehen wurde, ist Teil des Cévennes-Verwerfungssystems, welches sich auch in den Osten Richtung Rhônetal erstreckt.

<sup>94</sup>z. B. Die in Frankreich entwickelten Codes und Normen sind der RCC-M für Konstruktion und Fertigung und der RSE-M für die wiederkehrende Prüfung.

<sup>95</sup>z. B. Siehe auch Aktuelle Peer Review gemäß Artikel 8e der Richtlinie 2014/87/EURATOM.

<sup>96</sup>z. B. Während des längeren Stillstands des Kernkraftwerks versucht der Betreiber, beginnende Alterungsprobleme zu identifizieren, und es werden Maßnahmen ergriffen, um schädliche Auswirkungen zu mildern.

<sup>97</sup>z. B. Das KKW Tricastin kündigte mögliche Beeinträchtigungen des Betriebs ab dem 27. Oktober 2018 an, aufgrund der begrenzenden Prognosen für die Wasserführung der Rhone und des kanalisierten Abschnitts, aus dem es Kühlwasser bezieht.

Nach Angaben des stellvertretenden Generaldirektors des Instituts für Strahlenschutz und nukleare Sicherheit (IRSN) kann das Erdbeben zu einer Neubewertung der für die Widerstandsfähigkeit der Reaktoren in Tricastin berechneten Erdbebenwerte führen.

## Sicherheitsbewertung

Trotz der schwerwiegenden Sicherheitsbedenken hat der französische staatlich kontrollierte Energieversorger EDF im Juni 2019 mit 250 Millionen Euro teuren Wartungs- und Aufrüstungsarbeiten am Kernreaktor Tricastin I begonnen, welche den Betrieb für weitere 10 Jahre ermöglichen sollen.

Tricastin ist der erste Reaktor in Frankreichs Flotte, welcher einer vierten, alle zehn Jahre stattfindenden Sicherheitsüberprüfung unterzogen wird. Diese dient der Überprüfung der Integrität der Reaktoren nach 40 Jahren Betrieb und ob diese weitere 10 Jahre funktionieren. EDF muss dabei nachweisen, dass die alternden Reaktoren ordnungsgemäß verwaltet und Sicherheits- und Umweltstandards verbessert werden, wobei neue Maßnahmen seit dem Reaktorunglück von Fukushima 2011 berücksichtigt werden (Mallet 2020).

Auf die allgemeine Phase der periodischen Sicherheitsüberprüfungen, welche für alle 900MWe Reaktoren gilt, folgt eine reaktorspezifische Phase, in welcher die spezifischen Merkmale und bisherige Inspektionsergebnisse berücksichtigt werden. ASN wird dabei nach einer öffentlichen Untersuchung der von EDF vorgeschlagenen Maßnahmen eine Stellungnahme zum Weiterbetrieb abgeben. Die erste spezifische Stellungnahme wird Reaktor I des KKW Tricastin betreffen und im Jahr 2022 veröffentlicht werden (Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) (2020)). In der Zwischenzeit haben im Frühjahr 2021 noch nie dagewesene 11 Reaktoren mit der Wartung begonnen (S&P Platts, 2021).

Unterdessen erwägt EDF, laut einer aktualisierten Version von Frankreichs Energiefahrplan, die Schließung von bis zu 14 Reaktoren in sieben Kernkraftwerken, zusätzlich zu zwei in Fessenheim (1,6 GW). Die Aktualisierung fügt eine bisher unveröffentlichte Liste von Anlagen hinzu, in der EDF die Schließung von Reaktoren in jedem der EDF-Kraftwerke Blayais (3,6 GW), Bugey (3,6 GW), Chinon (3,6 GW), Cruas (3,6 GW), Dampierre (3,6 GW), Gravelines (5,4 GW) und Tricastin (3,6 GW) plant (Bosselli, 2020).

Im Jahr 2020 wurden die Kosten einer Verlängerung der Lebensdauer (PLEX) der Reaktoren von EDF auf 45 Mrd. € zwischen 2014 und 2025 geschätzt. Andere Schätzungen gehen jedoch davon aus, dass EDF bis 2030 bis zu 100 Mrd. € investieren muss, um die Lebensdauer ihrer Reaktorflotte zu verlängern (Assemblée Nationale, 2018).

## Zusammenfassung der Ergebnisse zu Tricastin

CNRS (Centre National de la Recherche Scientifique) ist zu dem Schluss gekommen, dass die Alterung einen erheblichen Einfluss auf die Reaktorsicherheit hat.

Es ist nicht verwunderlich, dass je älter der Reaktor ist, das potenzielle Risiko einer sicherheitstechnisch erforderlichen Abschaltung umso größer ist.

Da der Großteil der französischen Reaktoren aus 900-MW-Reaktoren besteht (32 Reaktoren insgesamt), ist dieser Befund signifikant.



Aufgrund des Alters des Reaktordesigns ist es insgesamt wahrscheinlich, dass der Absturz eines großen Verkehrsflugzeugs auf Tricastin zumindest zu einem lokalen Durchbruch, wenn nicht sogar zum Zusammenbruch eines Teils oder eines Großteils des Containments führen kann.

Es bleibt die Sorge, dass aufgrund des Alters des Reaktordesigns das Containment aller 58 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in Frankreich bei dem Absturz eines großen Flugzeugs versagen könnte.

Darüber hinaus stellt die Verwundbarkeit der Lagerbecken für abgebrannte Brennelementen eine generelle Schwäche aller 58 sich in Betrieb befindlichen französischen Kernkraftwerke dar.

Ein ungewöhnlich starkes Erdbeben der Stärke Mw 4,9 am 11. November 2019 kann zu einer Neubewertung der für die Widerstandsfähigkeit der Tricastin-Reaktoren berechneten seismischen Werte führen.

Eine beträchtliche Anzahl der offenen Fragen im Zusammenhang mit Tricastin hat erhebliche Auswirkungen auf die Reaktoralterung und damit auf PLEX für den Großteil der französischen Kernreaktorflotte.

#### **7.6.4. Schlussfolgerungen aus den Beispielen (UK/FR)**

Zusätzlich zu den wesentlichen Ergebnissen aus den oben diskutierten Beispielen (Kernkraftwerke Hunterston B und Tricastin), sind keine weiteren Erkenntnisse über die Anfälligkeit der alternden Kernenergie gegenüber Naturkatastrophen oder durch menschliche oder technische Fehler, einschließlich zufällig oder vorsätzlich verursachter Schäden, erkennbar. Unfälle sind von Natur aus nicht vorhersagbar, und der Preis für die Missachtung dieses allgemeingültigen Grundsatzes kann sich als radiologisch katastrophal erweisen (Stirling 2011). Aufgrund der hohen Strahlungsintensität ist der Zugang zum RDB für Kontrollen und Eingriffe begrenzt, so dass sich gegebenenfalls ausbreitende Schäden unentdeckt bleiben können. Somit bestehen wissenschaftlich-technische Unsicherheiten bei der Abschätzung der Alterung und des Langzeitverhaltens von RDB-Werkstoffen, insbesondere unter Fehlerzuständen.

Paradoxerweise sind wesentliche Aspekte der Kernkraftwerkskonzepte, der Risikobewertung und des Strahlenschutzes durch eine sehr konkrete wissenschaftliche-technische Unsicherheit, Unbestimmtheit und Eventualität gekennzeichnet - das Regelwerk und damit der Betrieb von Kernkraftwerken basiert aber auf einer eindeutigen Aussage. Mit anderen Worten, je näher man an den fundamentalen wissenschaftlichen Zusammenhängen von kerntechnischen Systemen ist, desto größer ist die Unsicherheit und Komplexität - je näher man jedoch dem Regelwerk und dem Betrieb ist, desto bedeutender sind Eindeutigkeit und Vereinfachung. Das Ergebnis dieses Übersetzungsprozesses scheint die Entwicklung eines möglicherweise zu sehr vereinfachenden "black-box"-Wissens zu sein.

So sollte der Austausch zwischen den komplexen Grundlagenwissenschaften und den nachfolgenden eher wie eine *russische Puppe* sein, bei der jeder Datensatz transitiv in einem anderen sitzt und rekursiv davon abhängig ist - in der Praxis scheint dieser Fluss eher wie ein *Chinese Whisper* zu sein, bei dem die Information bei der Übertragung verändert wird, und die Botschaft am Ende nicht mehr mit dem Ursprung übereinstimmt, befreit von strittigen Punkten. Dies ist kein obskurer philosophischer Aspekt, sondern ein sehr praktisches Problem mit erheblichen Auswirkungen auf den angemessenen Umgang mit dem nuklearen Risiko.

### **7.7. Beznau, Schweiz**

Das Schweizerische Kernkraftwerk Beznau (KKW Beznau) liegt auf der künstlichen Aare-Insel Beznau unweit der Mündung der Aare in den Rhein. Das KKW Beznau besteht aus zwei identischen 365 MW-**Druck-**

wasserreaktor-Blöcken der Firma [Westinghouse](#). Als letzte Wärmesenke wird das Wasser der Aare verwendet. Eigentümer und Betreiber ist die [Axpo AG](#). Beide Blöcke haben eine unbefristete Betriebsgenehmigung.

**Tabelle 16: Angaben zum KKW Beznau (IAEA PRIS 2019).**

Name	Nettoleistung	Betriebsbeginn
Beznau-1	365 MW	1969
Beznau-2	365 MW	1971

Nach einer vierjährigen Bauzeit nahm Beznau 1 den Betrieb im Jahr 1969 auf. Der baugleiche Block Beznau 2 ging 1971 ans Netz. Seit der Abschaltung des britischen KKW Oldbury im Jahr 2012 gilt es als das älteste in Betrieb stehende Kernkraftwerk der Welt.

### 7.7.1. Ursprüngliches Sicherheitskonzept

Die ursprüngliche Auslegung des KKW Beznau beruht auf US-Vorschriften aus den 60er-Jahren. Das damals angewandte Sicherheitskonzept hat aus heutiger Sicht insbesondere folgende Defizite:

Die Anzahl der Redundanzen von Sicherheitssystemen ist zu gering. Die verschiedenen Sicherheitseinrichtungen sind teilweise nicht funktionell unabhängig, so dass sie sich gegenseitig negativ beeinflussen können. Verschiedene Sicherheitseinrichtungen sind nicht räumlich getrennt, so dass auch aus diesem Grund eine negative Wechselwirkung entstehen kann. Die Sicherheitssysteme sind nur unzureichend automatisiert, so dass durch menschliche Bedienungsfehler erhebliche Risiken bestehen. Die Auslegung gegen Erdbeben entspricht nicht den heutigen Erkenntnissen. Maßnahmen, um einen unfallbedingten oder beabsichtigten Flugzeugabsturz zu beherrschen sind nicht vorgesehen. Maßnahmen zur Minderung von Auswirkungen aufgrund von Unfällen, die über die Störfallauslegung hinausgehen, sind nicht vorgesehen.

### 7.7.2. Durchgeführte Nachrüstungen

Im KKW Beznau wurde in den letzten Jahren eine Vielzahl von Nachrüstungen durchgeführt. Trotzdem verfügen die beiden Blöcke nicht über alle Auslegungsmerkmale von Kernkraftwerken der neuesten Generation. Dies ergibt sich schon aus der Praxis der sicherheitstechnischen Bewertung der Schweizer Aufsichtsbehörde ENSI.

Bei der Beurteilung der Nachrüstungsnotwendigkeit orientiert sich das ENSI grundsätzlich an den Anforderungen für Neuanlagen (ENSI): Die Bewertung der Umsetzung der nuklearen Auslegungsgrundsätze (Konservativität, Redundanz, Diversität, funktionale und räumliche Trennung) erfolgt jedoch pragmatisch im Hinblick auf die Angemessenheit einer Maßnahme. Dabei geht das ENSI in zwei Schritten vor. In einem ersten Schritt wird überprüft, ob die in der Gesetzgebung konkretisierten Anforderungen an ein neues KKW im zu beurteilenden Fall erfüllt sind. Falls dies nicht der Fall ist, wird im zweiten Schritt überprüft, ob die Nachrüstungen im zu beurteilenden Fall umgesetzt wurden, die in mehreren westlichen Ländern in KKW gleichen Typs durchgeführt wurden. Falls es hier Defizite geben sollte, werden entsprechende Nachrüstungen gefordert. Inwieweit die verbleibenden Unterschiede zu den Anforderungen an ein neues Kernkraftwerk vertretbar sind, wird aufgrund der Ergebnisse der probabilistischen Sicherheitsanalyse beurteilt.

Das ENSI verlangt nur Nachrüstungen, die nach der Erfahrung und dem Stand der Nachrüsttechnik notwendig sind. Damit hat das ENSI einen weitgehenden Ermessensspielraum, der dazu führt, dass nur Nachrüstungen verlangt werden, die innerhalb des bestehenden Sicherheitskonzeptes möglich sind. Nach den Maßstäben von ENSI gilt, dass Strukturen, Systeme und Komponenten für erforderliche Sicherheitsfunktionen grundsätzlich nur gegen die zum Zeitpunkt ihrer Errichtung von der Aufsichtsbehörde akzeptierten Gefährdungsannahmen durch naturbedingte und zivilisatorische Einwirkungen auszulegen oder zu schützen sind. Eine Verpflichtung zur Nachrüstung auf den heutigen Stand von Wissenschaft und Technik besteht nicht.

Beispiele für durchgeführte Nachrüstungen:

- Austausch von Dampferzeugern in beiden Blöcken.
- Die Borwassertanks wurden in einem gegen externe Ereignisse geschützten Gebäude untergebracht.
- Der Druckhalter, die Sicherheits-, Entlastungs- und Isolierventile wurden ausgetauscht, um die primärseitige Druckentlastung zu verbessern.
- Das gebunkerte Notstandsystem wurde nachgerüstet.
- Das zusätzliche Notspeisewassersystem wurde nachgerüstet.
- Das rechnerbasierten Reaktorschutz- und Regelsystems wurde nachgerüstet.
- Ein System zur gefilterten Containment-Druckentlastung bei auslegungsüberschreitenden Unfällen wurde nachgerüstet.
- Passive Wasserstoff-Rekombinatoren wurden installiert.
- SAMG (severe accident management guidelines) wurden eingeführt.
- Ein AM-Dieselmotor zum Laden von Batterien und zur Versorgung eines Abfahrpfades wurde installiert.
- Die auf einem Wasserkraftwerk basierte Notstromversorgung wurde durch redundante erdbebensichere Notstromdieselmotoren ergänzt.
- Das Notspeisewassersystem wurde seismisch ertüchtigt.
- Eine zusätzliche seismisch qualifizierte Sperrwasserpumpe wurde nachgerüstet.

Das ENSI führte an, dass diese und andere Nachrüstungen die Einzelfehlersicherheit sowie die funktionale Unabhängigkeit und räumliche Trennung der Sicherheitssysteme in beiden Blöcken des KKW Beznau verbessert haben. Nach Meinung der ENSI verfügt das KKW Beznau über drei funktional unabhängige Redundanzen (3 x 100 %) zur Beherrschung interner Ereignisse (ENSI 2018).

### **7.7.3. Auslegung gegen Naturgefahren**

Aufgrund der Erfahrungen in Fukushima forderte das ENSI das KKW Beznau auf, Maßnahmen zur Verbesserung des Erdbebenverhaltens des Brennelementlagergebäudes und der Brennelementlagerbeckenkühlung vorzuschlagen. In seiner Antwort hat das KKW Beznau ein Konzept erarbeitet, mit welchem der Schutz des Brennelementlagerbecken-Gebäudes gegen Erdbeben verbessert werden kann. Darin waren die folgenden fünf Nachrüstungspakete vorgesehen:

- Realisierung eines zusätzlichen erdbeben- und hochwasserfesten Brennelementlager-Kühlsystems

- Nachrüstung von zwei zusätzlichen Einspeiseleitungen zur Ergänzung des Wasserinventars des Brennelementlagerbeckens;
- Verbesserungen der seismischen Robustheit des Lagerbeckengebäudes und Nachrüstung einer Druckentlastung zur Wahrung der Gebäudeintegrität bei siedendem Lagerbecken.
- Erweiterung des Steuerluftsystems zur Hilfsenergieversorgung des geplanten Niveaumesssystems
- Nachrüstung einer Temperatur- und Niveaumessung in den Brennelementlagerbecken mit Anzeige in den Steuerstellen.

Zusätzlich forderte das ENSI eine Überprüfung von Maßnahmen zur Verhinderung von unzulässigen Füllstandsabsenkungen durch Saughebewirkung infolge beschädigter Rohrleitungen. Bis auf die Nachrüstung eines zusätzlichen erdbeben- und hochwasserfesten Brennelementlager-Kühlsystems waren Ende 2017 alle vom ENSI geforderten Verbesserungs- und Nachrüstmaßnahmen umgesetzt.

#### **7.7.4. Wesentliche Sicherheitsdefizite**

Aufgrund des inzwischen hohen Alters des KKW Beznau sind zahlreiche Sicherheitssysteme nicht mehr auf dem Stand heutiger Technik, obwohl in der Vergangenheit umfangreiche Investitionen auch im Bereich Sicherheit vorgenommen wurden. Aufgrund der ursprünglichen Auslegung des Reaktors muss festgehalten werden, dass das Nuklearsicherheitsprinzip der „gestaffelten Sicherheitsvorsorge“ (Defence in Depth) in entscheidender Weise vom heutigen Stand abweicht, da heute auch Notfallmaßnahmen (Accident Management) innerhalb der Auslegung zu Störfallbeherrschung (Sicherheitsebene 3) vorgesehen und einbezogen werden.

Das Alter der Anlage und die ursprüngliche Auslegung des Reaktors führen dazu, dass es mehrere Sicherheitsdefizite im Vergleich zu neuen Anlagen gibt. Beispielhaft werden einige dargestellt.

- Die räumliche Trennung der Redundanzen der Not- und Nachkühlstränge ist nicht konsequent durchgeführt. So ist z. B. das sogenannte Nebenkühlwassersystem als Teil der Not- und Nachkühlstränge nicht durchgehend räumlich getrennt. Der passive Einzelfehler wird grundsätzlich nicht beherrscht bzw. seine Beherrschung ist nicht nachgewiesen.
- In der Anlage KKW Beznau ist nicht für alle Sicherheitsfunktionen und nicht bei allen Ereignissen eine Einzelfehlerfestigkeit oder gar eine Einzelfehlerfestigkeit bei gleichzeitig unterstelltem Instandsetzungsfall gegeben.
- Das KKW Beznau besitzt pro Block jeweils nur einen Borwasser-Vorratstank (BOTA) mit relativ geringem Wasservolumen. Im Anforderungsfall ist dieser Vorratstank (Flutbehälter) relativ schnell leer. Für die Notkühlung steht dann entsprechend weniger Wasser aus dem Sumpf zur Verfügung. Die Gefahr einer Kernschmelze ist dadurch erheblich größer. Im Falle eines Kühlmittelverluststörfalles mit einem Leck nach außerhalb des Containments wirkt sich dieser Mangel besonders gravierend aus. Hinzu kommt, dass der BOTA pro Block nur einmal vorhanden ist, so dass ein zu unterstellender Einzelfehler diese Gefahr noch verstärkt.
- Die Kriterien der Basissicherheit sind nicht bzw. nur teilweise eingehalten, insbesondere deshalb, weil die Kriterien erst nach der Fertigung der Komponenten für das Kraftwerk entwickelt wurden. Bei Nichteinhaltung der Kriterien für die Basissicherheit besteht ein größeres Risiko für größere Leckagen und Brüche in sicherheitstechnisch wichtigen Rohrleitungen. Leckagen und Brüche können Vorläufer von schweren Unfällen mit Freisetzungen radioaktiver Stoffe sein. Eine nachträgliche Feststellung der kompletten Ba-

sicherheit ist nicht möglich, da bestimmte Prüfungen nur herstellungsbegleitend durchgeführt werden können und diese zu einem späteren Zeitpunkt nicht nachgeholt werden können.

- Das 30 Minuten Konzept verlangt, dass die Aktivierung von Sicherheitseinrichtungen automatisch so ausgeführt wird, dass Handmaßnahmen durch die Operateure frühestens erst 30 Minuten nach Eintritt eines Auslegungsstörfalles erforderlich werden, um eine Kernschmelze zu vermeiden. Das ist nicht für alle zu unterstellenden Auslegungsstörfälle nachgewiesen.
- Nach dem Stand von Wissenschaft und Technik müssen zusätzlich zu den Notstromeinrichtungen weitere, speziell geschützte Notstromversorgungseinrichtungen zur Beherrschung von äußeren Einwirkungen, sogenannter Notstandsfall (z. B. Erdbeben und Hochwasser), z. B. im gegen diese Einwirkungen geschützte Gebäude, vorhanden sein. Diese Anforderung ist nur teilweise erfüllt.
- Die Erdbebenauslegung ist nicht nach heutigem Stand von Wissenschaft und Technik nachgewiesen. Die umfassende Studie Pegasos über die Erdbebengefährdung in der Schweiz zeigt deutlich, dass die Schädigungsrisiken deutlich höher sind als das was bisher der Auslegung der Schweizer KKW zu Grunde gelegt wurde. Insbesondere in Verbindung mit den sonstigen Auslegungsmängeln des KKW Beznau ist bei einem größeren Erdbeben, gegen das das KKW Beznau nicht ausgelegt ist, mit erheblichen Freisetzungen von radioaktiven Stoffen zu rechnen. Ob Alterungseffekte bei der Ermittlung der Erdbebensicherheit berücksichtigt wurden, ist zweifelhaft.
- Die Hochwasserauslegung ist nicht nach heutigem Stand von Wissenschaft und Technik nachgewiesen. Es gibt eine Fülle von wissenschaftlichen Abhandlungen, die nachweisen, dass die Überflutungsrisiken in der Schweiz bisher weit unterschätzt wurden.
- Aufgrund der geringen Stärke von Primärcontainment und Reaktorgebäude besteht kein ausreichender Schutz gegen den gezielten und unfallbedingten Flugzeugabsturz von großen Zivilflugzeugen (B747, A380).
- Die komplette Prüfbarkeit mit entsprechenden Messgeräten aller Schweißnähte am Reaktordruckbehälter ist stark eingeschränkt. Die eingeschränkte Prüfbarkeit besteht auch bei anderen sicherheitstechnisch wichtigen Rohrleitungen bzw. Komponenten.
- Eine konstruktionsbedingte Schwachstelle am Reaktordruckbehälter ist die Schweißnaht zwischen dem zylindrischen Teil und dem Bodenbereich des Reaktordruckbehälters, da diese Schweißnaht sehr hohen Belastungen ausgesetzt ist. Hinzu kommt, dass gerade diese Schweißnaht nur eingeschränkt prüfbar ist.
- Die verwendete Stahlsorte des Reaktordruckbehälters hat eine zu geringe Zähigkeit, was die Spröbruchgefahr erhöht.
- Zum Errichtungszeitpunkt des KKW Beznau wurden teilweise auch Halbschalen für Rohre der druckführenden Umschließung verwendet. Dies bedeutet, dass auch Schweißlängsnähte mit ihren hohen Spannungen und damit erhöhter Riss- und Bruchgefahr nicht auszuschließen sind.
- Die Wandstärken der Rohre haben keine bzw. nur geringe Reserven für Lasten aus auslegungsüberschreitenden Ereignissen.
- Nach der entsprechenden IAEO-Sicherheitsrichtlinie NS-G-2.10, beinhalten periodische Sicherheitsüberprüfungen eine Bewertung der Sicherheit von Kernkraftwerken auf der Basis jeweils aktueller Sicherheitsnormen. Vorliegende PSÜ für KKW Beznau weisen die Abweichungen von aktuellen Sicherheitsnormen nur teilweise aus.

- Das KKW Beznau hat nur zwei Hauptkühlmittelschleifen (Loops). Dies hat negative Auswirkungen auf die Konzeption der Sicherheitssysteme (z. B. auf die Einspeisung der Notkühlstränge).
- Das KKW Beznau besitzt pro Block nur zwei Druckspeicher (Neuere AKW verfügen je Loop über zwei Druckspeicher). Dadurch ist die Zuverlässigkeit der Notkühlung mit den Druckspeichern in der Anfangsphase eines Störfalles geringer. Das Gesamtvolumen an Kühlwasser ist entsprechend niedrig. Da für den Kühlbetrieb im späteren Verlauf eines Störfalles die Wasservorräte auch in den Druckspeichern von entscheidender Bedeutung sein können, ist das geringere Wasservolumen negativ zu bewerten. Im Falle eines Kühlmittelverluststörfalles mit einem Leck nach außerhalb des Containments wirkt sich dieser Mangel besonders gravierend aus.
- Die Brennelementlagerbecken sind im KKW Beznau nicht im Containment untergebracht. Dadurch fehlt ein zusätzlicher Schutz gegen mechanische Einwirkungen von außen und eine ausreichende Spaltproduktrückhaltung im Falle von Brennelementschäden.
- Ein core catcher zur Minderung der Auswirkungen von schweren Kernschmelzunfällen ist nicht vorhanden.
- Bei den rechnerischen Sicherheitsnachweisen werden Abweichungen zu den Anforderungen an Neuanlagen von der ENSI zugelassen. So wird in Einzelfällen eine Nachweisführung mit realistischen statt konservativen Anfangs- und Randbedingungen, akzeptiert. Im internationalen Regelwerk werden konservative Anfangs- und Randbedingungen gefordert.

#### 7.7.5. Versprödung

Ein besonderes Problem stellt die Versprödung der Reaktordruckbehälter in Beznau dar.

Beide Reaktordruckbehälter enthalten relative hohe Kupfer-, Phosphor- und Nickel-Gehalte, die sich ungünstig auf die Neutronenversprödung des Stahls auswirken. Entsprechend dem PTS-Screening Kriterium des US NRC Code of Federal Regulations 10CFR50.61, US Reg Guide 1.99 rev.2 wurde in der Schweiz in der Verordnung UVEK (2008) ein Grenzwert für die Sprödbruchübergangs-Referenztemperatur von 93°C in ¼ Wandtiefe festgelegt. Entsprechend der Tabelle 4.1-4 in ENSI (2011a, S.19) wäre für Block 1 nach 31 Vollastjahren bereits 87°C in ¼ Wandtiefe erreicht gewesen. In einer technischen Mitteilung (ENSI 2015b, 9 Tabelle 6) wird bei Berücksichtigung von Steigerungen eine Erhöhung der Sprödbruchübergangstemperatur in ¼ Wandtiefe eine Erhöhung um 9°C erwartet. Damit wäre das UVEK-Kriterium erreicht und eine Stilllegung erforderlich gewesen.

Durch Einführung der Anwendbarkeit des deutlich weniger konservativen Master Curve-Verfahrens (siehe einleitende Darstellung zur Versprödung) in das Schweizerische Regelwerk (ENSI 2011, Seite 15-17) ergab sich eine Reduzierung des Ausgangswert der Sprödbruchübergangs-Referenztemperatur in der Größenordnung von 15°C. Damit wurde das UVEK-Kriterium wieder erfüllt.

Untersuchungen zum Verlauf der Versprödung innerhalb der RDB-Wand haben gezeigt, dass diese zur Mitte hin erheblich größer ist, als an der Innenseite (IAEA 2005c, 8 Fig. 5.2). Untersuchungen zur Anwendung des Master-Curve-Verfahrens (Viehrig et al. 2010) zeigten, dass der Streubereich von  $T_0$  bei  $\pm 20^\circ\text{C}$  liegt, das Ergebnis vom Probentyp abhängt und die beste Genauigkeit nur in der Umgebung von  $T_0$  erreicht wird. Diese Ergebnisse sollten eigentlich in die anzusetzenden Sicherheitsabstände bei der Bewertung der RDB-Sicherheit eingehen.

In Block 2 zeigen die Voreilproben eine geringere Versprödung.

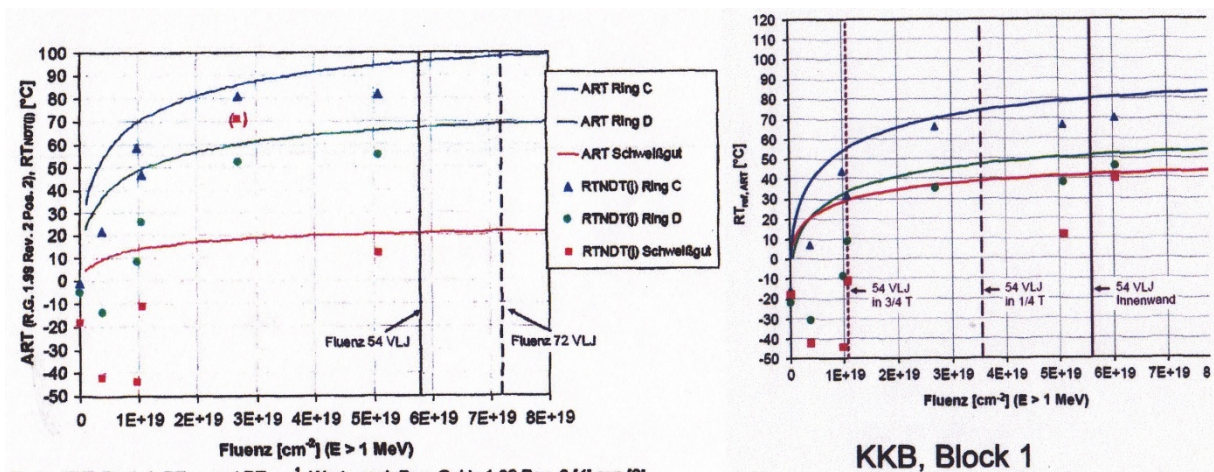


Fig. 2 KKB Block 1 RT<sub>NDT</sub> und RT<sub>NDT</sub><sup>1</sup>-Werte nach Reg. Guide 1.99 Rev. 2 [4] aus [2]

Quelle AXPO TM-530-MB11008, 28.03.2011

Quelle: D. Kalkhof, ENSI, Technisches Forum KKW, 05.06.15

Abbildung 15: Vergleich der Versprödungskurven für Block 1 vor (links) und nach (rechts) Einführung des Master Curve Verfahrens.

Am 15. Juli 2015 wurden vom Betreiber AXPO im Kernkraftwerk Beznau 1 im oberen kernnahen Ring 925 bewertungspflichtige Anzeigen bei Ultraschallmessungen am Reaktordruckbehälter festgestellt (im Zuge der von der WENRA angeregten Untersuchung des Grundwerkstoffs nach den Befunden in Doel 3 und Tihange 2). Die Befunde wurden als Aluminiumoxid-Einschlüsse eingestuft, die herstellungsbedingt und während des Betriebs nicht gewachsen seien, obwohl nach der Herstellung keine solchen Anzeigen dokumentiert worden waren. Vom Betreiber wurde danach die Herstellung einer Replika (unter gleichartigen Herstellungsbedingungen wie der RDB) in Auftrag gegeben, um den Einfluss von Aluminiumoxid-Einschlüssen auf die mechanischen Eigenschaften zu untersuchen. Obwohl keine Bestrahlungstests an einschlusshaltigem Material durchgeführt worden waren, bescheinigte die Genehmigungsbehörde dem Betreiber, (ENSI 2018), dass die Einschlüsse keinen signifikanten Effekt auf die Zähigkeit des Stahls und dessen Bestrahlungsempfindlichkeit hätten. Weitergehende Analysen sind in (Mohr und Pistner, 2016a), (Mohr und Englert, 2016b) und (Pistner et al 2017, 97-117) zu finden.

Set 1994 wird im KKW Beznau das Notkühlwasser im Borwasservorratstank auf 30°C vorgewärmt, um den Thermoschock im Fall einer Notkühleinspeisung abzumildern (ENSI 2016b).

Zusammenfassend ist festzustellen, dass von der Genehmigungsbehörde die Grundlage dafür geliefert wurde, dass reduzierte Sicherheitsabstände bei der Bewertung der Sprödbruchsicherheit des RDB gelten. Dieses Vorgehen erscheint in Hinblick auf die unbefristete Laufzeit der Kernkraftwerke bedenklich.

## 7.8. Mühleberg, Schweiz

Das KKW Mühleberg (KKM) befindet sich am linken Aareufer, ungefähr 14 Kilometer westlich von Bern im Gemeindegebiet Mühleberg des Kantons Bern. Das KKW Mühleberg befindet sich auf einer Höhe von 466 m ü.M.. Rund 1.6 km flussaufwärts vom KKW Mühleberg befindet sich im Aaretal das Wasserkraftwerk Mühleberg, welches den rund 10 km langen Wohlensee aufstaut (Wohlenseestaudamm). Die Stauhöhe des Wohlensees ist zwischen 480.44 und 480.94 m ü.M. geregelt. Das KKW Mühleberg hat am 6. November 1972 den kommerziellen Betrieb aufgenommen.



Das nukleare Dampferzeugungssystem, ein Siedewasserreaktor der Baulinie BWR-4 mit 1097 MW thermischer Leistung, und das Primärcontainment wurden von der General Electric Company (GE, USA) geliefert. Das Primärcontainment ist vom Typ Mark-1 mit einem birnenförmigen Stahl Druckbehälter und einer torusförmigen Druckabbaukammer. Im Unterschied zur Standardbauweise von GE übernimmt das Reaktorgebäude beim KKW Mühleberg die Funktion eines Sekundärcontainments, welches eine weitere Barriere gegen den Austritt von radioaktiven Stoffen darstellt. Dies wird über Unterdruckhaltung durch ein gefiltertes Abluftsystem gewährleistet. Darüber hinaus verfügt das KKW Mühleberg über eine weitere Druckabbaukammer, den sogenannten äußeren Torus. Das Brennelementlagerbecken befindet sich im Sekundärcontainment.

Die Zwangsumwälzung des Kühlmittels im Kern erfolgt über zwei außerhalb des Reaktordruckbehälters liegenden Rohrleitungen des Reaktorumwälzsystems mit je einer Umwälzpumpe. Der im Reaktor bei einem Betriebsdruck von ca. 72 bar erzeugte Sattdampf wird durch die Frischdampfleitungen ins Maschinenhaus zu den beiden Turbinen geleitet. Die Dampfturbinen treiben die beiden Generatoren an, deren erzeugte elektrische Energie in den Haupttransformatoren umgeformt und ins 220-kV-Netz eingespeist wird. Der entspannte Dampf wird in den Kondensatoren zu Wasser kondensiert. Das Kondensat wird über die Kondensatpumpen, die Kondensatreinigungsanlage, die Kondensatvorwärmer und die Speisewasserpumpen in den Reaktordruckbehälter zurückgeführt. Die in den Kondensatoren anfallende Abwärme wird durch das Hauptkühlwassersystem abgeführt, welches das Kühlwasser der Aare entnimmt und dorthin zurückführt.

Im Oktober 2013 traf die BKW Energie AG den Grundsatzentscheid, den Leistungsbetrieb des KKW Mühleberg Ende 2019 einzustellen und im Anschluss das KKW Mühleberg endgültig außer Betrieb zu nehmen. Das Bundesamt für Energie informierte gestützt auf das Nuklearinformationsabkommen Schweiz-Deutschland vom 10. August 1982 sowie das Nuklearinformationsabkommen Schweiz-Österreich vom 19. März 1999 die deutschen und österreichischen Behörden über das Stilllegungsprojekt betreffend das KKM.

### 7.8.1. Ursprüngliches Sicherheitskonzept

Das Reaktorschutzsystem ist ausgelegt, um zuverlässig einen SCRAM (Reaktorschnellabschaltung) auszulösen. Das Vergiftungssystem (SLCS) bietet eine weitere, von den Steuerstäben unabhängige Methode, um den Reaktor in einen unterkritischen Zustand zu bringen und ihn auch während des Abkühlens unterkritisch zu halten. Das SLCS gelangt nur in dem unwahrscheinlichen Fall zum Einsatz, dass nicht genügend Steuerstäbe in den Reaktorkern eingefahren werden können, um die Abschaltung und Abkühlung auf normale Weise durchzuführen.

Zur Beherrschung von Störfällen verfügt das KKW Mühleberg grundsätzlich über nur zwei Stränge des Sicherheitssystems, einbegriffen die automatischen Druckentlastungsfunktionen. Das ursprüngliche Sicherheitssystem ist den Strängen I und II, das nachgerüstete Notstandssystem den Strängen III und IV zugeordnet. Das Sicherheitssystem sowie das Notstandssystem sind soweit möglich redundant ausgeführt sowie räumlich voneinander getrennt. Zwischen den Strängen des Sicherheitssystems bestehen Kopplungen. Die Auslösung der Sicherheitssysteme erfolgt im Störfall also automatisch, so dass innerhalb der ersten 30 Minuten ab Störfalleintritt keine Eingriffe des Betriebspersonals erforderlich sein sollen.

Das Notstandssystem des KKW Mühleberg dient insbesondere dazu, die Anlage bei externen Einwirkungen, wie Erdbeben, Überschwemmung und Flugzeugabsturz automatisch in einen sicheren Zustand abzufahren. Es soll so ausgelegt sein, dass im Anforderungsfall die Abfuhr der Nachzerfallswärme innerhalb der ersten 10 Stunden ohne Eingriffe des Betriebspersonals erfolgen kann. Das Notstandsgebäude (SUSAN-Gebäude)

ist an der gegenüberliegenden Seite des Reaktorgebäudes angebaut. Im Notstandsgebäude sind neben dem Notkommandoraum Teile des Notstandssystems SUSAN (Unabhängiges System zur Abfuhr der Nachzerfallswärme) untergebracht.

Eine Nachrüstung der Sicherheitssysteme mit dem Ziel der Erreichung heute geltender Anforderungen erfolgte nicht, vielmehr übernimmt das nachgerüstete Notstandssystem als System der Sicherheitsebene 4 auch Funktionen zur Störfallbeherrschung der Sicherheitsebene 3, was nach heutigem Stand von Wissenschaft und Technik nicht zulässig wäre. Allerdings wäre eine Nachrüstung der Sicherheitssysteme auf den heutigen Stand aus unterschiedlichen Gründen praktisch nicht möglich.

Zur Rückhaltung von Radioaktivität bei Störfällen verfügt das KKW Mühleberg über ein zweiteiliges Containment. Das Primärcontainment des Typs Mark I besteht aus einem Drywell (Sicherheitsbehälter aus Stahl), das den Reaktordruckbehälter umschließt, dem Inneren Torus als Notwärmesenke, den Überströmröhren, die das Drywell mit dem Inneren Torus (Druckabbausystem) verbinden, sowie einem Containment-Isolationssystem, einem Drywell-Sprüh- und Flutsystem, einem Containment-Inertisierungssystem und weiteren Hilfssystemen. Drywell und Innerer Torus bilden die erste Sicherheitsumschließung um das nukleare Dampferzeugungssystem.

Das Sekundärcontainment besteht aus dem Reaktorgebäude (RG), welches das Primärcontainment vollständig umschließt, einem Äußeren Torus (Druckabbausystem) und einem Notabluftsystem.

Das ursprünglich angewandte Sicherheitskonzept hat aus heutiger Sicht insbesondere folgende Defizite:

- Die Anzahl der Redundanzen von Sicherheitssystemen ist zu gering.
- Die verschiedenen Sicherheitseinrichtungen sind teilweise nicht funktionell unabhängig, so dass sie sich gegenseitig negativ beeinflussen können.
- Verschiedene Sicherheitseinrichtungen sind nicht räumlich getrennt, so dass auch aus diesem Grund eine negative Wechselwirkung entstehen kann.
- Die Sicherheitssysteme sind nur unzureichend automatisiert, so dass durch menschliche Bedienungsfehler erhebliche Risiken bestehen.
- Die Auslegung gegen Erdbeben entspricht nicht den heutigen Erkenntnissen.
- Maßnahmen, um einen unfallbedingten oder beabsichtigten Flugzeugabsturz zu beherrschen sind nicht vorgesehen.
- Maßnahmen zur Minderung von Auswirkungen aufgrund von Unfällen, die über die Störfallauslegung hinausgehen sind nicht vorgesehen.

### **7.8.2. Auslegung gegen Erdbeben**

Die Überprüfung der Robustheit des KKW Mühleberg gegen Erdbeben hat ergeben, dass sowohl der Abfahrfeld 2 (Notstandssysteme) wie auch der Abfahrfeld 3 (Notfallmaßnahmen) Sicherheitsmargen gegenüber dem Referenzerdbeben aufweisen und damit auch noch stärkeren Erdbeben als dem SSE (Safe Shutdown Earthquake - Sicherheitserdbeben) standhalten sollen. Der Abfahrfeld 1 (herkömmliche Sicherheitssysteme) ist hingegen seismisch nicht robust genug. Mit einem neuen mobilen Diesellaggregat war beabsichtigt, die Marge des Abfahrfeldes 3 weiter zu erhöhen.

Als Cliff Edge-Effekt bei einem erdbebeninduzierten Staudammversagen identifizierte das KKW Mühleberg das erdbebenbedingte Versagen des Schließmechanismus der vier Lüftungsklappen der Zu- und Abluft für

den Transformatorraum im SUSAN-Gebäude. In diesem Fall kann Wasser durch die vier Lüftungsöffnungen in das SUSAN-Interface eindringen. Im Hinblick auf die Erhöhung der Sicherheitsmarge gegen Erdbeben forderte das ENSI deshalb die Überflutungssicherheit des Notstandgebäudes zu verbessern.

Auch hier ist festzustellen, dass die Sicherheitssysteme über keine ausreichende Auslegung in Bezug auf Lasten aus Erdbeben verfügen. Es ist also davon auszugehen, dass die Sicherheitssysteme im Erdbebenfall nicht zur Verfügung stehen. Die Sicherheit der Anlage wäre in einem solchen Fall nur durch Systeme der Sicherheitsebene 4 gewährleistet. Dieser Zustand ist nach heutigem Sicherheitsverständnis unzulässig.

### **7.8.3. Auslegung gegen Überflutung**

Die Überprüfung der Robustheit des KKW Mühleberg gegen externe Überflutungen hat ergeben, dass alle drei Abfahrpfade eine Sicherheitsmarge auch gegenüber dem neuen Referenzhochwasser aufweisen und damit auch noch höheren Überflutungen auf dem Kraftwerksgelände standhalten. Der Abfahrfad 1 hat allerdings eine sehr geringe Sicherheitsmarge, die auch nur bei rechtzeitiger Errichtung von Hochwasserschutzwänden erreicht werden kann. Die Abfahrpfade 2 und 3 weisen eine höhere Sicherheitsmarge auf.

Als Cliff Edge-Effekt identifizierte das KKW Mühleberg den Verlust der primären Wärmesenke (Kühlwasserversorgung aus der Aare), der durch die Verstopfung der Kühlwassereinläufe verursacht werden könnte. Ungeachtet der bereits durchgeführten Maßnahmen zur Vermeidung einer Verstopfung hat das KKW Mühleberg in der Revision 2015 eine fest installierte, überflutungssichere SUSAN-Kühlsystem-Notspeisung nachgerüstet. Damit kann eine Aare-unabhängige Kühlwasserversorgung sichergestellt werden.

### **7.8.4. Auslegung gegen Flugzeugabsturz**

Zur Zeit des Baus der ersten schweizerischen Kernkraftwerke Beznau und Mühleberg (Inbetriebsetzungen zwischen 1969 und 1972) gab es weltweit noch keine konkreten gesetzlichen oder behördlichen Anforderungen zum Schutz von Kernkraftwerken gegen die Folgen eines Flugzeugabsturzes. Nach einer Absturzserie von über 150 F-104 G-Militärflugzeugen ("Starfighter") in den dicht besiedelten europäischen NATO-Ländern wurde Mitte der 70er Jahre insbesondere von deutschen Stellen gefordert, neu zu errichtenden Kernkraftwerken auch gegen Flugzeugabstürze auszulegen. Das KKW Mühleberg ist nicht gegen Flugzeugabsturz ausgelegt. Die Sicherheit des KKW Mühleberg konzentriert sich im Falle eines Flugzeugabsturzes somit ausschließlich auf die Verfügbarkeit von Einrichtungen der Sicherheitsebene 4, des Notstandssystems und des anlagen-internen Notfallschutzes. Das KKW Mühleberg verfügt mit dem gebunkerten und autarken Notstandssystemen (Abfahrfad 2) über eine räumlich separat angeordnete, flugzeugabsturzgesicherte Sicherheitsfunktion, die bei flugzeugabsturzbedingtem Ausfall der Sicherheitssysteme (Abfahrfad 1) die Sicherheit gewährleisten sollen. Mit dem Notleitstand wird das Notstandssystem gesteuert, da davon ausgegangen werden muss, dass der reguläre Kommandoraum des KKW im Falle eines Flugzeugabsturzes nicht mehr zur Verfügung steht. Das Notstandssystem gewährleistet autark während mindestens 10 Stunden die Kernkühlung und die Nachwärmeabfuhr. Nach dieser Zeit kann davon ausgegangen werden, dass Notfallmaßnahmen zur Sicherstellung der Nachwärmeabfuhr möglich sind. Mit dem Notstandssystem wurden durch bauliche und lüftungstechnische Vorkehrungen auch Maßnahmen gegen die Auswirkungen eines Treibstoffbrandes getroffen.

#### 7.8.5. Sicherheitsebene 4

Aufgrund der Stickstoffinertisierung des Containments von KKW Mühleberg hat die Messung der Wasserstoffkonzentration im Containment eine geringere Bedeutung als bei KKW, deren Containment Sauerstoff enthält. In einem inertisierten Containment sind Wasserstoffverbrennungen praktisch ausgeschlossen, da der dafür notwendige Sauerstoff fehlt.

Das Druckentlastungssystem des Containments selbst soll ausreichend robust sein, um auch auslegungsüberschreitenden Erdbeben standzuhalten. Dies trifft jedoch nicht in vollem Umfange auf die Filteranlagen außerhalb des Containments zu.

Die Accident-Management- Maßnahmen betreffen insbesondere

- die Sicherstellung der auslegungsgemäß vorhandenen Vorkehrungen gegen Wasserstoffdeflagration bzw. -explosion,
- den Schutz vor Containment-Überdruck,
- den Schutz vor Durchschmelzen des Fundaments.

Für auslegungsüberschreitende Störfälle hat das KKW Mühleberg Accident-Management-Maßnahmen (z. B. zur alternativen Kernkühlung) vorbereitet Für das systematische Notfallmanagement von auslegungsüberschreitenden Störfällen mit stark beschädigtem Kern – im Folgenden als „schwere Unfälle“ bezeichnet – ist der Einsatz vorbereiteter technischer Entscheidungshilfen (Englisch: Severe Accident Management Guidelines, SAMG) notwendig. Die SAMG sind in schriftlicher Form bereitgestellte, anlagenspezifische Entscheidungshilfen zur Milderung der Auswirkungen eines schweren Unfalls, mit dem Ziel, den Kernschmelzvorgang zu beenden oder zumindest die Freisetzung radioaktiver Stoffe in die Umgebung so gering wie möglich zu halten. Erkenntnisse aus Notfallübungen und der Forschung zu schweren Unfällen werden zur stetigen Verbesserung der SAMG herangezogen.

Das ENSI verlangte anfangs 1998 die systematische Einführung von SAMG in allen Schweizer Kernkraftwerken. Im Jahr 2004 erstellte das KKW Mühleberg für im Leistungsbetrieb ausgelöste Störfälle erste Fassungen der SAMG sowie der zugehörigen technischen Grundlagen und führte eine SAMG-Validierungsübung durch. Eine Aktualisierung der SAMG einschließlich der technischen Grundlagen erfolgte im März 2007. Die Aktualisierung betraf insbesondere Störfälle während des Nichtleistungsbetriebs, die Abschätzung der Aktivitätsfreisetzung beim Betrieb des Containment-Druckentlastungssystems (Erkenntnis aus der SAMG-Validierungsübung vom Juni 2004), die Instrumentierung für die Beurteilung der Integrität des Reaktor-druckbehälters, die Einbeziehung des Hochreservoirs sowie die verfeinerte Behandlung der RDB-Druck-Messung usw.

#### 7.8.6. Abweichungen vom heutigen Stand von Wissenschaft und Technik

Aufgrund seines inzwischen hohen Alters sind zahlreiche Sicherheitssysteme nicht mehr auf dem Stand heutiger Technik, obwohl in der Vergangenheit umfangreiche Investitionen auch im Bereich Sicherheit umgesetzt wurden (BKW 2011, ENSI 2014). Das Nuklearsicherheitsprinzip der „gestaffelten Sicherheitsvorsorge“ (Defence in Depth) entspricht auch beim KKW Mühleberg nicht dem heutigen Stand.

Folgende wesentliche Abweichungen vom Stand von Wissenschaft und Technik bestehen nach wie vor:

Folgende wesentliche Abweichungen vom Stand von Wissenschaft und Technik bestehen nach wie vor:

- Risse in erheblichem Umfang an den Schweißnähten des Kernmantels, die während des Betriebes wachsen. Die Vorhersage des Wachstums der Risse unterliegt großen Unsicherheiten. Die wiederkehrenden Prüfungen sind nicht vollumfänglich möglich. Der Kernmantel hat sicherheitstechnische Bedeutung, da sich in seinem Innern die Befestigungen für die Brennelemente und die Steuerstäbe, mit denen die Reaktorleistung reguliert wird, befinden. Gleichzeitig stellt er eine Art Führung für das Kühlwasser im Reaktordruckbehälter dar.
- Es fehlt eine von der Aare unabhängige Kühlung.
- Das Kraftwerk ist beim Bruch der höher liegenden Staumauern gefährdet. Diese könnten bei einem starken Erdbeben brechen. Ein solcher Staudammbruch kann eine bis zum Kraftwerk reichende Flutwelle verursachen und damit zu katastrophalen Konsequenzen führen. Nicht nur eine direkte Überflutung der Kraftwerksanlage, sondern auch eine Verschüttung aller Wasserentnahmestellen durch Geschiebe stellt eine Gefahr dar.
- Nach dem Stand von Wissenschaft und Technik hätte nach den Feststellungen in Tihange 2 und Doel 3 der komplette Reaktorsicherheitsbehälter auf Risse untersucht werden müssen. Die durchgeführten Stichproben sind nicht ausreichend.
- Nach der entsprechenden IAEO-Sicherheitsrichtlinie NS-G-2.10, beinhalten periodische Sicherheitsüberprüfungen eine Bewertung der Sicherheit von Atomkraftwerken auf der Basis jeweils aktueller Sicherheitsnormen. Vorliegende PSÜ für das KKW Mühleberg weisen die Abweichungen von aktuellen Sicherheitsnormen nur teilweise aus.

Wie beim KKW Beznau ist beim KKW Mühleberg

- Die räumliche Trennung der Redundanzen der Not- und Nachkühlstränge nicht konsequent durchgeführt
- Die Einzelfehlerfestigkeit und eine solche bei gleichzeitig unterstelltem Instandsetzungsfall für alle Sicherheitsfunktionen und bei allen Ereignissen nicht gegeben
- Der passive Einzelfehler grundsätzlich nicht beherrscht bzw. seine Beherrschung nicht nachgewiesen.
- Die Kriterien der Basissicherheit nicht bzw. nur teilweise eingehalten
- Das 30-Minuten Konzept nicht für alle zu unterstellenden Auslegungsstörfälle nachgewiesen
- Die Erdbebenauslegung und Hochwasserauslegung nach heutigem Stand von Wissenschaft und Technik nicht nachgewiesen
- Kein ausreichender Schutz gegen den gezielten und unfallbedingten Flugzeugabsturz von großen Zivilflugzeugen
- Die komplette Prüfbarkeit aller Schweißnähte am Reaktordruckbehälter und anderen wichtigen Rohrleitungen bzw. Komponenten stark eingeschränkt
- Eine konstruktionsbedingte Schwachstelle am Reaktordruckbehälter mit hoch belasteter Schweißnaht zwischen dem zylindrischen Teil und der Bodenkalotte und eine ebenfalls eingeschränkte Prüfbarkeit
- Die zu geringe Zähigkeit der Stahlsorte des Reaktordruckbehälters auffallend, die eher zur Sprödbruchgefahr tendiert
- Die Reserven der Wandstärken der Rohre für auslegungsüberschreitende Ereignisse fehlen bzw. sind gering

- Ein core catcher zur Minderung der Auswirkungen von schweren Kernschmelzunfällen nicht vorhanden ist
- Bei den rechnerischen Sicherheitsnachweisen Abweichungen zu den Anforderungen an Neuanlagen von der ENSI zugelassen werden
- In Einzelfällen eine Nachweisführung mit realistischen statt den geforderten konservativen Anfangs- und Randbedingungen von ENSI akzeptiert sind

### 7.8.7. Durchgeführte Nachrüstungen

Im Kernkraftwerk Mühleberg wurde in den letzten Jahren eine Vielzahl von Nachrüstungen durchgeführt. Trotz der durchgeführten Nachrüstungen verfügen das KKW Mühleberg nicht über alle Auslegungsmerkmale von Kernkraftwerken der neuesten Generation. Dies ergibt sich schon aus der Praxis der Schweizer Aufsichtsbehörde ENSI. Das ENSI verlangt nur Nachrüstungen, die nach der Erfahrung und dem Stand der Nachrüsttechnik notwendig sind. Damit hat das ENSI einen weitgehenden Ermessensspielraum, der dazu führt, dass nur Nachrüstungen verlangt werden, die innerhalb des bestehenden Sicherheitskonzeptes möglich sind. Eine Verpflichtung zur Nachrüstung auf den heutigen Stand von Wissenschaft und Technik erfolgt auf dieser Basis nicht.

Beispiele für durchgeführte Nachrüstungen:

- 1984 wurden Wasserstoff-Rekombinatoren installiert, um einem kritischen Wasserstoff-Konzentrationsaufbau im inneren Sicherheitsbehälter (Primärcontainment) bei einem schweren Unfall vorzubeugen.
- 1986-1989: Bau eines speziellen unabhängigen und gebunkerten Systems zur Abfuhr der Nachzerfallswärme (SUSAN).
- 1988: Nachrüstung: eines Stickstoff-Inertisierungssystems. Es soll die Entstehung von zündfähigen Gasgemischen bei einem schweren Unfall verhindern.
- 1990: Erweiterung der Notstromversorgung durch zwei unabhängige, gebunkerte Notstromdiesel-Anlagen, die zum SUSAN gehören.
- 1992: Die Anlage wird mit einem Containment-Druckentlastungssystem (CDS) nachgerüstet. Dieses soll eine Leckage des Sicherheitsbehälters bei einem Unfall verhindern.
- 1992: Einbau des Drywell-Sprüh- und -Flutsystems (DSFS) zum Fluten und damit Kühlen des Sicherheitsbehälters im Falle einer Kernschmelze.
- 1996 wurden zur Stabilisierung des Kernmantels, der mit großen Rissen behaftet ist, vier Zuganker angebracht, die laut Bestätigung der Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen (HSK) nur provisorischen Charakter haben. Nach einem Gutachten des TÜV Nord von 2006 sind die Zuganker untauglich. Das ENSI akzeptiert die Zuganker allerdings nicht für den Langzeitbetrieb.
- 2011: Nachrüstung eines zweiten Einlaufbauwerks für das Aarewasser.
- 2011: Bau einer Einspeisung mit mobilen Feuerweerpumpen sowie Verbesserung des Hochwasserschutzes für das Pumpenhaus.
- 2014: Um die Sicherheitsmarge des Stauwehres an der Aare zu erhöhen, hat die BKW insgesamt 72 Stahlrohre von 18 Metern Länge vertikal in den Boden eingelassen.

### 7.8.8. Geplante Nachrüstungen

Vor dem Hintergrund der endgültigen Abschaltung des KKW Mühleberg im Jahr 2019 erhebt das ENSI u. a. folgende Hauptforderungen (ENSI 2015):

- Am Kernmantel des KKW Mühleberg sind in jeder Jahresrevision zerstörungsfreie Prüfungen mit qualifizierten Prüfsystemen durchzuführen.
- Die Befunde der Kernmantelprüfungen sind aufgrund des Standes von Wissenschaft und Technik sowie der internationalen Betriebserfahrung in jeder Jahresrevision zu bewerten.
- Das KKW Mühleberg hat vor der nächsten Beladung eines Brennelementbehälters den deterministischen Sicherheitsnachweis zu erbringen, dass die Vorsorgemaßnahmen für den Störfall „Absturz eines Brennelementbehälters“ ausreichend sind.
- Die einschlägige Störfallvorschrift ist unter Berücksichtigung der aus der aktuellen Überflutungsanalyse abgeleiteten Verbesserungsmaßnahmen gegen interne Überflutungen im Reaktorgebäude zu überprüfen und entsprechend anzupassen.
- Das KKW Mühleberg hat zu überprüfen, inwieweit die begrenzenden Betriebsbedingungen in den Technischen Spezifikationen anzupassen sind, damit eine ausreichende Anzahl von Sicherheitssystemen für die Beherrschung von Bränden im Reaktorgebäude verfügbar ist.
- Das KKW Mühleberg hat die von der Aare unabhängige Noteinspeisung nachzurüsten.
- Das KKW Mühleberg hat die Brennelementbecken-Notfallkühlung nachzurüsten. Die Brennelementbecken-Notfallkühlung ist bis 30. September 2020 zu einem Sicherheitssystem umzubauen.
- Das KKW Mühleberg hat Verbesserungen zur Verminderung der Gefährdung durch interne Überflutung durchzuführen.
- Das KKW Mühleberg hat eine automatische erdbeben- und überflutungssichere Notnachspeisung in den Reaktordruckbehälter nachzurüsten.
- Das KKW Mühleberg wird aufgefordert, die bisher durchgeführten thermohydraulischen und bruchmechanischen Analysen zum Integritätsnachweis des Reaktordruckbehälters bei postulierten Rissen unter Thermoschockbedingungen gemäß dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik zu aktualisieren.

Diese Forderungen sind allerdings nicht ausreichend, um das Kraftwerk in einen Stand zu versetzen, der die Anlage hinsichtlich ihres Sicherheitszustand mit einer Anlage nach heutigem Stand von Wissenschaft und Technik vergleichbar macht. Jedoch wird das AKW Mühleberg Ende 2019 endgültig stillgelegt

### 7.8.9. Stilllegung

Die Stilllegung des KKW Mühleberg ist folgerichtig. Die bestehenden Defizite zu den aktuell gültigen Anforderungen an die Sicherheit sind praktisch nicht zu beseitigen. Aufgrund der nicht behebbaren Defizite hat sich die Schweiz dafür entschieden, die Anlage Mühleberg Ende 2019 endgültig stillzulegen (ENSI 2017, UVEK 2018). Dies ist zu begrüßen. Aus sicherheitstechnischer Sicht wäre es allerdings erforderlich gewesen, das KKW Mühleberg schon früher abzuschalten.



## 7.9. Krsko, Slowenien

Das slowenische Kernkraftwerk Krsko liegt unmittelbar am Save-Fluß, an einer Bruchlinie in einem Gebiet starker Erdbebenaktivität, die von einer großen Anzahl aktiver Störungen ausgelöst wird. Krsko ist unter allen Standorten europäischer Kernkraftwerke derjenige, der am stärksten durch Erdbeben gefährdet ist.

Die Eigentümer des KKW Krsko sind je zur Hälfte slowenisch und kroatisch. Betrieben wird das Kraftwerk von Nuklear Elektranarne Krsko (NEK). Am Standort Krsko ist ein Westinghouse Druckwasserreaktor mit zwei Kühlkreisläufen in Betrieb, mit einer elektrischen Leistung von 730 MW<sub>el</sub> brutto (696 MW<sub>el</sub> netto) bzw. 1.994 MW<sub>th</sub>. Der Bau des KKW Krsko begann 1975, die Fertigstellung erfolgte 1981. Im Jahre 1983 ging das KKW in den kommerziellen Betrieb über.

Das Kraftwerk ist auf eine Laufzeit von 40 Jahren ausgelegt und demnach 2023 am Ende seiner ursprünglich geplanten Lebenszeit. Die Verlängerung der Betriebsgenehmigung erfolgt im Rahmen der periodischen Sicherheitsüberprüfung (Periodic Safety Review – PSR) immer alle 10 Jahre. Die Schließung des KKW wird für 2043 erwartet (WNA 2019).

Seit 1995 wurde ein umfangreiches strategisches Investitionsprogramm (Strategic Investment Program, SIP) umgesetzt. Als letzte große Investition erfolgten Anfang 2012 der Austausch des Rotors des Hauptgenerators und der Austausch des Reaktordruckbehälterdeckels.

Extreme Wetterereignisse als externe Ereignisse mit möglichem Einfluss auf die Anlagensicherheit werden seit 1990 evaluiert.

Die abgebrannten Brennelemente des Reaktors werden in einem Nassspeicher gelagert, der außerhalb des Containments situiert ist.

Bezüglich der Erweiterung der slowenischen Kernkraftwerkskapazitäten gibt es bereits eine Laufzeitverlängerung des KKW. Es ist eine Betriebszeitverlängerung, um insgesamt 20 Jahre also bis 2043 zu erwarten. Um den sicheren Betrieb für den angestrebten zusätzlichen Zeitraum sicherstellen, dokumentieren und belegen zu können, wurde ein umfangreiches Programm mit Analysen, Investitionen und Betriebsanpassungen begonnen und in Teilen bereits umgesetzt.

### 7.9.1. Ursprüngliches Sicherheitskonzept

Westinghouse entwickelte das Konzept eines Kernkraftwerkes mit Druckwasserreaktor à la Krsko bereits in den 1950er Jahren. Die ursprüngliche seismische Auslegung des KKW beruht auf Analysen der Erdbebengefährdung am Standort Krsko aus den Jahren 1964-1968 sowie 1971-1975. Auf dieser Basis wurde die Konstruktionsgrundlage für die höchste Sicherheitsstufe der Anlage, das Safe Shutdown Earthquake (SSE) mit einem Wert von PGAH=0.30g (GAH: maximale horizontale Bodenbeschleunigung) festgelegt.

Die Anlage hat ein Volldruck-Doppelcontainment bestehend aus einer inneren Stahlschale umschlossen von einem vorgespannten Stahlbetonmantel. Bei den Sicherheitssystemen handelt es sich im Allgemeinen um ein zweisträngiges System mit einer installierten dritten Pumpe.

Die internationale ICISA Mission (ICISA 1994) bewertete die sicherheitsrelevanten Systeme und Prozeduren, die sicherheitsrelevanten Komponenten und Werkstoffe, die Brandschutzeinrichtungen und das seismische Risiko des Standortes, sowie die seismische Gefährdung für Komponenten und Strukturen des Kernkraftwerkes Krsko im Jahr 1992 wie folgt:

*„Es ist ein beachtlicher Aufwand ersichtlich, die Systemschwächen der Anlage zu beseitigen. (...) Jedoch gibt es einige sicherheitsrelevante Systeme, die nicht zufriedenstellend ausgelegt sind. (...) Die komplette Umsetzung der Post-TMI-Anforderungen steht noch aus. Darüber hinaus sind zusätzliche Analysen und Tests erforderlich, um den vom Verkäufer Westinghouse geforderten Sicherheitsstatus dem Versorgungsunternehmen NEK und der slowenischen Behörde RUJV nachzuweisen. Eine Analyse von Auslegungsüberschreitenden Störfällen und ad-äquaten Gegenmaßnahmen für verschieden gefährdete sicherheitsrelevante Systeme und Komponenten waren nicht vorgenommen worden“.*

### 7.9.2. Bereits erfolgte Nachrüstungen

In den Folgejahren wurde begonnen, bestehende Sicherheitsmängel zu beseitigen.

Seit dem Jahr 2000 sind SAMGs implementiert. Im Laufe des Jahres 2007 sind Anlagenverbesserungen vorgenommen worden, wie: im Kontrollraum, der Ersatz von wichtigen Komponenten auf der Primär- und Sekundärseite. Im Jahre 2008 sind vier neue Kühltürme mit Ventilatoren mit einer gesamten Kühlleistung von 167 MW zusätzlich zu den bestehenden gebaut worden, um eine Kühlleistungsreduktion der Save bei Niedrigwasser zu kompensieren (IBE 2008). Für das Kabel Alterungsmanagement wurde im Jahre 2010 ein eigens Programm implementiert (Pirc 2016). Im Jahr 2017 wurden die slowenischen Aktivitäten auf dem Gebiet des Ageing Managements für das ganze KKW Krsko (Rohrleitungssysteme und Behälter, RDB, Bauwerke) zusammengestellt (SNSA 2017). Außerdem wurde 2012 auf Basis neuer seismischer Wahrscheinlichkeitsbetrachtungen ein dritter unabhängiger 3,5 MW<sub>el</sub> Dieselgenerator installiert.

Die als Reaktion auf die schweren Reaktorunfälle in Fukushima durchgeführten EU Stress Tests führten zu länderspezifischen Berichten. Österreichische Experten überprüften in diesem Zusammenhang die Ergebnisse des slowenischen Berichtes zum KKW Krsko (Hirsch 2014). Folgende kritische Bereiche wurden identifiziert:

- die Erdbebengefährdung am Standort ist als primärer Stör- / Unfall-Auslöser anzusehen;
- ein möglicher Ausfall von Sicherheitssystemen würde zusätzliche Gleichstrom- und Wechselstromquellen erfordern, sowie den Bau eines seismisch bewährten Bunkers für sicherheitsrelevante Komponenten;
- eine luftgekühlte alternative Wärmesenke, Schnell-Anschlussmöglichkeiten für Kühlwasser und Strom;
- eine alternative Kühlmöglichkeit für das Abklingbecken für abgebrannte Brennelemente.

Alle genannten Maßnahmen haben hohe Sicherheitsbedeutung, so auch die Management-Maßnahmen bei einem schweren Unfall wie gefilterte Druckentlastung bei Überdruckgefahr für das Containment, sowie die Sicherstellung eines Kontrollraumes für den Notfall, dessen Zugang und Aufenthaltsmöglichkeit für alle Störfälle gesichert ist.

Wegen der umfangreichen Probleme mit Spannungsrisskorrosion an den Dampferzeugerheizrohren (generisches Problem der Westinghouse-Dampferzeuger) wurden im Jahr 2000 beide Dampferzeuger ausgetauscht (SNSA 2017). Gleichzeitig erfolgte eine Leistungserhöhung der Anlage (IBE 2018).

### 7.9.3. Reaktordruckbehälter - Versprödung

Das Bestrahlungsprogramm (Voreilproben) entspricht den ASTM E185 Anforderungen. Die letzte Bestrahlungskapsel wurde 2012 entnommen, damit ist das Programm abgeschlossen (Slovenian TPR 2017). Die Er-

gebnisse der ersten Kapsel mit Voreilproben ergab, dass insbesondere die Schweißgut-Proben zwei- bis fünfmal stärker versprödet waren als nach dem US NRC Reg. Guide 1.99 rev. 2 zu erwarten gewesen wäre (Najzer et al. 1989), obwohl die Cu- und P-Gehalte sowohl im Grundwerkstoff (0,07 wt% Cu, 0,01 wt% P), wie auch im Schweißgut (0,02 wt% Cu, 0,007 wt% P) nicht überhöht waren.

Explizite Ergebnisse der Voreilproben-Prüfung aus dem Bestrahlungsprogramm werden nicht genannt, die Ergebnisse seien in die Bestimmung der begrenzenden Druck-Temperatur-Fahrdiagramme eingegangen.

Durch Ex-Vessel Neutron Dosimetrie (EVND) soll die Neutronendosis verifiziert werden, die sich analytisch aus den festgelegten Fahrdiagrammen für eine 60 Jahre Betriebsdauer ergeben (Slovenian TPR 2017). Bei der letzten wiederkehrenden "full-scope"-RDB-Prüfung 2010 wurden meldepflichtige Riss-ähnliche Anzeigen gefunden, die nach ASME- Kriterien bewertet und für akzeptabel befunden wurden. Insgesamt sei bei der Überprüfung früher (2001/2004) festgestellter Anzeigen kein Risswachstum registriert worden.

In Hinblick auf Primärwasser-Spannungsrisskorrosion (PWSCC) in Komponenten, die Alloy 600/82/182 enthalten, wurde ein Austausch des Reaktordruckbehälterdeckels durchgeführt (abgeschlossen 2012), obwohl keine Risse festgestellt worden seien. Der neue Deckel enthält kein Alloy 600/82/182 (Slovenian TPR 2017), (Sipro 2018). Im Rahmen des AMP (Aging Management Program) werden mit speziellen Programmen die Durchführungen im RDB-Deckel und den Durchführungen im RDB-Boden überwacht.

In Hinblick auf die in Doel 3 / Tihange 2 gefundenen „Wasserstoffflocken“ im Grundwerkstoff wurde die Herstellungsdocumentation überprüft, es seien keine Wasserstoffflocken zu erwarten, experimentell überprüft wurde allerdings nur ein Prüfkörper.

Zusammenfassend steht die Materialalterung im RDB offenbar unter besonderer Beobachtung, was angesichts der Laufzeitverlängerung auf 60 Jahre für eine Anlage, die seismisch gefährdet ist, auch von fundamentaler Bedeutung ist.

#### **7.9.4. Dampferzeuger**

Wegen der umfangreichen Probleme mit Spannungsrisskorrosion an den Dampferzeugerheizrohren (ein generisches Problem der Westinghouse-Dampferzeuger durch Verwendung von Alloy 600 und 82/182 Schweißgut) wurden im Jahr 200 beide Dampferzeuger ausgetauscht (Slovenian TPR 2017).

#### **7.9.5. Geplante Nachrüstungen**

Slowenien hat im Jahre 2010 mit einem Alterungs- Management- Programm für das KKW Krsko begonnen (STRR 2017). In diesem Programm wird die Alterung aller sicherheitsrelevanten Strukturen, Komponenten und Systeme eines KKWs wie Kabel, Rohrleitungen, der RDB und das Containment periodisch erfasst und bewertet.

#### **7.9.6. Erdbebengefährdung**

Eine Beurteilung der Erdbebensicherheit von Krsko erfolgte im Rahmen der Europäischen Stresstests. Diese kommt unter anderem zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Die ursprüngliche Auslegung des KKWs beruht auf Analysen der Erdbebengefährdung aus den Jahren 1964-1968 sowie 1971-1975. Auf dieser Basis wurde die Konstruktionsgrundlage für die höchste Sicher-

heitsstufe der Anlage, das Safe Shutdown Earthquake (SSE) mit einem Wert von  $PGA_H=0.30g$  ( $PGA_H$ : maximale horizontale Bodenbeschleunigung) festgelegt.

- In jüngeren Studien wurde die Gefährdung des Standortes sukzessive auf  $PGA=0.42g$  und  $PGA=0.56g$  angehoben. Es ist international üblich und Stand der Technik, das Gefährdungspotenzial von aktiven seismischen Störungen mit paläoseismologischen Methoden zu bestimmen. Solche Daten liegen für Krsko jedoch nicht vor.

#### **7.9.7. Extreme Wetterlagen und Klimawandel**

Am KKW Standort Krsko wird sich infolge des Klimawandels das Kühlwasserpotenzial der Save massiv verändern. In Einzeljahren muss man mit Situationen rechnen, wo Hitzewellen länger als ein Monat anhalten und auch mit niedriger Wasserführung in der Save zu rechnen ist. In derartigen Jahren wird die Save bei Krsko über mehrere Wochen Wassertemperaturen von über  $25\text{ }^{\circ}\text{C}$  erreichen und damit kaum noch für Kühlzwecke für das KKW verwendet werden können.

Beim Hochwasserrisiko am Standort muss man mit einem deutlichen Anstieg rechnen. Das Hochwasserrisiko wurde nicht in Bezug auf absehbare zukünftige Situationen infolge des Klimawandels beurteilt. Eine zu erwartende Niederschlagszunahme von 25 bis 65% (infolge des Klimawandels) wird nicht thematisiert, wie auch nicht das andere Extrem nämlich Niedrigwasser in der Save und hohe Lufttemperaturen und deren Einfluss auf die Kühlbarkeit des KKW Krsko.

#### **7.9.8. Einschluss einer allfälligen Kernschmelze im Containment des Reaktors**

Wie alle anderen derzeit laufenden Kernkraftwerke der Generation II ist das KKW Krsko vom ursprünglichen Konzept her nicht für eine Beherrschung eines schweren Unfalls ausgelegt.

Die bisher aufgetretenen schweren Unfälle (Three Mile Island 1979, Chernobyl 1986, und zuletzt Fukushima 2011) zeigen dieses Auslegungsdefizit klar auf. Nachrüstungen und Vorsorgemaßnahmen, wie sie in Krsko in Bezug auf die Bereitstellung von zusätzlichem Kühlwasser und Energiereserven vorgenommen wurden, können dieses Defizit nicht kompensieren, auch nicht durch einen eigenen Simulator vor Ort, an dem das Personal bezüglich auslegungsüberschreitender Unfälle „trainiert“ werden kann.

Jüngste Analysen eines schweren Unfalls mit verfügbaren Rechencodes für das „nachgerüstete“ KKW Krsko ergaben kein eindeutiges Ergebnis bezüglich einer geeigneten SAM Strategie (Leskovar 2018).

Weitere offene Punkte zum KKW Krsko sind unter anderen:

- Eine Belastungskombination für das KKW Krsko aus mehreren gleichzeitigen extremen Naturereignissen wurde nicht untersucht.
- Eine alternative letzte Wärmesenke für Langzeitbetrieb soll bis zum Jahr 2021 installiert werden.
- Das Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente liegt, wie bei den Fukushima Reaktorblöcken, außerhalb des Containments. Dieses sowie das Lagerbecken sind nicht für den Umgang mit schweren Unfällen ausgelegt.
- Eine Implementierung eines „filtered venting“ Systems ist als SAMG bereits erfolgt.

- Unvollständige Betrachtung von Überflutungsereignissen. Im Krsko Stress Test Stresstest wird nur das Ereignis einer externen Überflutung durch den Fluss Save betrachtet, jedoch kein Bruch von wasserführenden Rohren im Turbinengebäude und einer Überflutung desselben.

#### **7.9.9. Lagerungssituation in Slowenien für abgebrannte Brennelemente**

Am Standort Krsko werden die abgebrannten Brennelemente in einem Nasslager zwischengelagert. Die Kapazität ist für einen 40-jährigen Regelbetrieb bis 2023 ausreichend. Danach sollen die Inbetriebnahme eines Trockenlagers und die schrittweise Umlagerung vom Nasslager in das Trockenlager erfolgen. Es ist unklar, in wie weit eine mögliche Laufzeitverlängerung in den bisherigen Lagerplänen berücksichtigt wurde.

#### **7.9.10. Abweichungen des Sicherheitsniveaus**

Das jüngste Update des Slovenian Post-Fukushima Action Plans (SNSA 2017a) vom Jahre 2017 der slowenischen Genehmigungsbehörde listet alle Aktionen auf, die im Nachklang der Fukushima Ereignisse am KKW Krsko ergriffen worden sind und zum Teil noch werden. Es liegen für die einzelnen Verbesserungsmaßnahmen zwei Tabellen mit Zeitplänen vor (siehe Tabelle 3: The Safety Upgrade Program (SUP) für die bereits kurzfristig [bis zum Jahr 2016] implementierbaren Vermeidungs- und Mitigations-Maßnahmen und Tabelle 4: Slovenian National Action Plan für die längerfristigen meist noch zu implementierenden Maßnahmen bis spätestens 2022).

Die kurzfristigen Maßnahmen betreffen z. B. Erweiterungen der Notstromkapazitäten für Gleich und Wechselstrom, Schaffung diverser und mehrerer Strom-Anschlussmöglichkeiten, Bereitstellung größerer Kühlmittelekapazitäten zur Nachspeisung, mit verbesserter diverser Einspeisemöglichkeit oder Einsatz robusterer und diverser Ausrüstung für den Notfall, etc.

Die Langzeit-Verbesserungsmaßnahmen betreffen jene, bei welchen ein Um- oder Neubau von Komponenten und Strukturen erforderlich ist, wie z. B. neue Pumpen in einem gebunkerten Gebäude für die spezielle Befüllung der Dampferzeuger, Installation einer alternativen letzten Wärmesenke, eine zusätzliche Pumpe in einem gebunkerten Gebäude zur Einspeisung borierten Wassers in das Primärsystem des Reaktors, Schaffung einer Notwarte, etc.

## 8. Transparenz und Beteiligung

In diesem Kapitel wird eine Übersicht über Regelungen zur Transparenz und Möglichkeiten der Beteiligung der Öffentlichkeit bei Laufzeitverlängerungsprojekten gegeben. Der Großteil aller Laufzeitverlängerungen in der EU und angrenzenden Drittstaaten verlief bisher ohne Mitsprache der Bevölkerung, dies steht im Widerspruch zur Intention wichtiger internationaler Konventionen (ESPOO und Aarhus) und den EU-Richtlinien zu Umweltverträglichkeitsprüfungen (UVP) und strategischen Umweltprüfungen (SUP).

Im Rahmen einer Laufzeitverlängerung gibt es eine Reihe von Stakeholdern, für die Transparenz und Beteiligung ermöglicht werden müssen. Darunter fallen Organisationen der Zivilgesellschaft, die Öffentlichkeit in Form einzelner BürgerInnen, die Wirtschaft und Vertretungen der ArbeitnehmerInnen, politische Parteien, Behörden und Staaten an sich.

Staaten haben eigene Möglichkeiten der Mitsprache gegenüber anderen Staaten, z. B. in bilateralen Treffen basierend auf bilateralen Verträgen, oder auch über die Mitwirkung an der European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG) oder Organisationen wie der IAEO. Darauf soll in diesem Kapitel jedoch nicht eingegangen werden, da hier die Mitwirkungen der Öffentlichkeit im Fokus stehen soll. Unter Öffentlichkeit werden einerseits Mitglieder der Bevölkerung verstanden, andererseits im Speziellen die sogenannte interessierte Öffentlichkeit in Form von Umweltverbänden und -organisationen.

### 8.1. Die Bedeutung von Transparenz und Beteiligung im Nuklearbereich

Während die internationale Anti-Atombewegung seit ihrer Entstehung in den 1970er Jahren um Mitsprache und Mitentscheidung bei nuklearen Projekten kämpfen musste, steht die grundsätzliche Wichtigkeit von Transparenz und Beteiligung heutzutage zumindest auf der rechtlichen Ebene, sowohl international als auch in der EU Richtlinie 2014/87/EURATOM, nicht mehr in Frage. Auch in den Rahmenbedingungen von Organisationen wie ENSREG wird proklamiert, dass Transparenz und Beteiligung integrale Bestandteile im Nuklearbereich sein sollten. Auch wenn es inzwischen einige Good Practice-Beispiele für Transparenz und Beteiligung in Nuklearverfahren gibt, betrifft dies noch nicht die Laufzeitverlängerungen von KKW.

Transparenz im Nuklearbereich kann allgemein so definiert werden: alle Informationen können vollständig eingesehen werden, die für alle von einem Projekt betroffenen Personen und Organisationen wichtig sind, um das Risiko beurteilen zu können. Ebenso wird über Verfahrensschritte rechtzeitig informiert. Beteiligung, auch Partizipation genannt, hingegen bedeutet, dass alle Stakeholder, zu denen auch Umwelt-NGOs und die Öffentlichkeit gehören, Mitsprache erhalten, sei es in rechtlich geregelten Verfahren wie einer Umweltverträglichkeitsprüfung, bei der alle Stellungnahmen vor einer Entscheidung in Betracht zu ziehen sind, oder zum Beispiel im Rahmen von Informationsveranstaltungen oder Online-Konsultationen. Besonders bedeutend ist die Mitentscheidungsmöglichkeit, die jedoch nur in wenigen Fällen gewährt wird.

Andreas Molin, Leiter der Nuklearkoordination des österreichischen Bundesministeriums für Klimaschutz, fasste die Bedeutung von Transparenz und Beteiligung in einem Interview 2018 wie folgt zusammen: „Solange noch Kernkraftwerke in Betrieb sind, müssen wir auf die ständige Verbesserung der nuklearen Sicherheit drängen. Transparenz und Partizipation leisten einen wesentlichen Beitrag zur ständigen Verbesserung der nuklearen Sicherheit.“ (Molin 2018). Auch Massimo Garribba, Stellvertretender Generaldirektor der GD ENER, hält Transparenz und Mitentscheidung der Öffentlichkeit für wesentlich, um die Sicherheitsziele der EU zu erreichen (Garribba 2015).

Ein umfassender Einbezug der Öffentlichkeit ist aus mehreren Gründen wichtig: einerseits als Kontrollfunktion, andererseits aus einem demokratiepolitischen Recht heraus. Nicht zuletzt wird damit auch das standortspezifische Wissen der lokalen Bevölkerung mit einbezogen. Auch die IAEA hat 2006 empfohlen, die Öffentlichkeit zu beteiligen, da solcherart getroffene Entscheidungen nicht nur eine Verbesserung der Sicherheit mit sich bringen, sondern auch die Akzeptanz getroffener Entscheidungen erhöhen können (IAEA 2006).

## **8.2. Formale Grundlagen für Transparenz und Beteiligung mit Fokus auf Laufzeitverlängerungen**

Transparenz und Beteiligung im Nuklearbereich sind sowohl im internationalen, im europäischen und im nationalen Recht festgeschrieben. Darüber hinaus haben einige wichtige Organisationen im Nuklearbereich Transparenz und Beteiligung in ihren Richtlinien geregelt. Dieses Kapitel gibt einen Überblick über diese unterschiedlichen Zugänge und Regelungen mit Fokus darauf, wie Laufzeitverlängerungen und damit zusammenhängende Fragen in diesen Regelungen thematisiert werden.

### **8.2.1. Nationale Regelungen**

In einzelnen Ländern gibt es nationale Regeln, um die Bevölkerung in verschiedenen Verfahrensschritten einzubinden, diese werden vor allem im Atomrecht und im UVP-Recht definiert. Wenn die Laufzeit eines KKW über die ursprüngliche genehmigte Betriebszeit hinaus verlängert werden soll, kann eine Genehmigung der zuständigen Behörde erforderlich sein, für die eine Sicherheitsprüfung zu erfolgen hat. Etliche Staaten bieten der Öffentlichkeit die Möglichkeit, sich im Zuge dieser Entscheidung einzubringen, ein Beispiel hierfür ist Deutschland (vgl. Atomrechtliche Verfahrensverordnung AtVfV). Andere Länder wiederum haben kein Genehmigungsverfahren zur Betriebsdauerverlängerung, u. a. weil die vorhandenen Betriebsgenehmigungen unbefristet sind.

Neben der Gültigkeitsdauer der Betriebsgenehmigung sind auch noch andere Unterschiede in nationalen Regelungen zur Laufzeitverlängerung, zum Beispiel zur Beteiligung der Öffentlichkeit und Nichtregierungsorganisationen, zu beobachten. Im Rahmen der im Februar 2021 abgeschlossenen generischen Phase der vierten Periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSR) zu Frankreichs 900 MWe Reaktoren wurde an zwei Stellen im Verfahren eine Beteiligungsmöglichkeit angeboten, die auch BürgerInnen anderer Staaten offenstand. .

Im Rahmen dieser Studie wird auf die unterschiedlichen nationalen Regelungen nicht detailliert eingegangen.

### **8.2.2. Umweltverträglichkeitsprüfung und Strategische Umweltprüfung**

Die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) und die Strategische Umweltprüfung (SUP) sind in vielen Ländern somit die einzigen Instrumente, die eine rechtlich bindende Beteiligung der Bevölkerung und von Umweltverbänden im Rahmen der Genehmigung nuklearer Projekte ermöglichen, dies auch grenzüberschreitend. Zur Erreichung der Umweltgenehmigung (environmental license) müssen mögliche Umweltfolgen bestimmter Pläne, Programme und Projekte im Rahmen einer UVP oder SUP bewertet und mit Alternativen verglichen werden. Der Zugang zu Gerichten steht im Rahmen der Verfahren offen, auch grenzüberschreitend. UVP und SUP sind international, auf EU-Ebene und national geregelt.



## Die Aarhus-Konvention

Das von der UN-Wirtschaftskommission für Europa (UNECE) erarbeitete „Übereinkommen über den Zugang zu Informationen, die Öffentlichkeitsbeteiligung an Entscheidungsverfahren und den Zugang zu Gerichten in Umweltangelegenheiten“ wurde 1998 in Aarhus in Dänemark unterzeichnet, es trat 2001 in Kraft. Im März 2021 waren 47 Staaten inklusive der Europäischen Union Partei der Aarhus-Konvention. Unter diesen 47 Staaten befinden sich auch alle 27 EU-Staaten.

Die Aarhus-Konvention hat das Ziel, Umweltrechte mit Menschenrechten zu verknüpfen. Um eine nachhaltige Entwicklung zu erreichen, müssen laut Aarhus Konvention alle Stakeholder eingebunden sein, auch zukünftige Generationen sind zu berücksichtigen. Die Konvention soll zu einer demokratischen Interaktion von Behörden und der Öffentlichkeit beitragen, insbesondere Nichtregierungsorganisationen (NGOs) und EU-BürgerInnen erhalten Rechte.

Diese durch die Aarhus-Konvention gewährleisteten Rechte beziehen sich auf drei Bereiche:

- Das Recht der Öffentlichkeit auf Zugang zu Umweltinformationen gegenüber Verwaltungsbehörden und auch Privaten, die öffentliche Umweltschutzaufgaben wahrnehmen.
- Das Recht der Öffentlichkeit auf Beteiligung bei bestimmten umweltbezogenen Entscheidungsverfahren.
- Das Recht der Öffentlichkeit auf Zugang zu Gerichten bzw. Tribunalen in Umweltangelegenheiten.

Das Recht auf Beteiligung bezieht sich laut Art. 6 (1) auf alle in der Konvention in Anhang I (1) aufgelisteten Tätigkeiten, dazu gehören auch Kernkraftwerke und andere nukleare Anlagen. In Anhang I (22) wird insbesondere festgelegt, dass auch jede Änderung oder Erweiterung dieser Tätigkeiten den Bestimmungen für die Öffentlichkeitsbeteiligung unterliegen, wenn sie für sich die Kriterien bzw. Schwellenwerte laut Anhang I erreichen. Wo keine solchen vorliegen bzw. wo sie nicht erreicht werden, kommt Art. 6 (1)b zur Anwendung, laut dem die Vertragsparteien selbst bestimmen können, ob für diese Tätigkeiten die Öffentlichkeit zu beteiligen ist – was in der Realität zumeist zum Verzicht auf Öffentlichkeitsbeteiligung führt.

## Die ESPOO-Konvention

Das Übereinkommen von Espoo über die Umweltverträglichkeitsprüfung im grenzüberschreitenden Rahmen ist ebenfalls ein Instrument der UN-Wirtschaftskommission für Europa (ECE) zur Beteiligung betroffener Staaten und deren Öffentlichkeit an UVP-Verfahren in anderen Staaten für Vorhaben, die erhebliche grenzüberschreitende Auswirkungen haben können. Die ESPOO-Konvention wurde 1991 angenommen und ist seit 10. September 1997 in Kraft. Sie wurde von 45 Staaten inklusive der EU unterzeichnet.

Das Übereinkommen verpflichtet die Vertragsparteien bei Projekten, die in Anhang I angeführt sind und voraussichtlich erhebliche grenzüberschreitende nachteilige Umweltauswirkungen haben, eine grenzüberschreitende Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen. Weiterhin ist die Öffentlichkeit des möglicherweise betroffenen Gebietes vom geplanten Projekt zu informieren und der Öffentlichkeit eine Möglichkeit zur Stellungnahme im selben Umfang einzuräumen wie der Öffentlichkeit des Ursprungsstaates.

Zu den Projekten in Anhang I gehören auch KKW und andere nukleare Anlagen. In Art. 1 (v) wird definiert, dass die in der Konvention inkludierten Tätigkeiten auch größere Änderungen („major changes“) selbiger umfassen.

## UNECE SEA-Protokoll

Das SEA-Protokoll (Strategic Environmental Assessment, englische Bezeichnung der Strategischen Umweltprüfung SUP), eine Ergänzung zur ESPOO-Konvention, wurde im Mai 2003 von der UNECE in Kiew verabschiedet. Seit 11. Juli 2010 ist das Protokoll in Kraft, es wurde bislang von 22 Staaten und der EU selbst ratifiziert. Das SEA-Protokoll (Strategic Environmental Assessment, englische Bezeichnung der Strategischen Umweltprüfung SUP), eine Ergänzung zur ESPOO-Konvention, wurde im Mai 2003 von der UNECE in Kiew verabschiedet. Seit 11. Juli 2010 ist das Protokoll in Kraft, es wurde bislang von 22 Staaten und der EU selbst ratifiziert.

Falls ein Staat mittels Laufzeitverlängerungen seiner alten KKW Energie erzeugen möchte, ist das somit ein Teil der Energiestrategie des Staates. Insofern müssten auch im Rahmen der Strategischen Umweltprüfungen zu neuen bzw. wesentlich abgeänderten Energiestrategien die geplanten Laufzeitverlängerungen einer Alternativenprüfung, einer Bewertung aus Umweltsicht und der Beteiligung der Öffentlichkeit unterzogen werden. Falls ein Staat mittels Laufzeitverlängerungen seiner alten KKW Energie erzeugen möchte, ist das somit ein Teil der Energiestrategie des Staates. Insofern müssten auch im Rahmen der Strategischen Umweltprüfungen zu neuen bzw. wesentlich abgeänderten Energiestrategien die geplanten Laufzeitverlängerungen einer Alternativenprüfung, einer Bewertung aus Umweltsicht und der Beteiligung der Öffentlichkeit unterzogen werden.

## UVP und SUP im EU-Recht

Seit 1985 gelten auf EU-Ebene Richtlinien über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten. Mit der Richtlinie 2011/92/EU wurden die bisherigen Richtlinien in einer neuen Fassung zusammengeführt. Die Neufassung der UVP-Richtlinie 2014/52/EU enthält eine Erweiterung der Prüfbereiche, u. a. Klimawandel und Katastrophenrisiken. Diese Richtlinie sollte von den Mitgliedsstaaten bis 16.05.2017 umgesetzt werden, was noch nicht überall vollständig erfolgt ist, wie eine Reihe von Vertragsverletzungsverfahren zeigt.

Auf EU-Ebene stellt die SUP-Richtlinie 2001/42/EG den einheitlichen rechtlichen Rahmen innerhalb der Staatengemeinschaft dar, um Pläne und Programme (z. B. nationale Energiestrategien), die konkreten Projekten vorgeordnet sind, auf ihre Umweltauswirkungen hin zu überprüfen. Sie wurde im Juli 2001 verabschiedet und war bis 21.06.2004 von allen EU-Mitgliedstaaten in der nationalen Gesetzgebung umzusetzen.

### 8.2.3. Europäische Richtlinie zur Nuklearen Sicherheit 2014

In der Richtlinie des Rates 2014/87/EURATOM vom 8. Juli 2014 zur Änderung der Richtlinie 2009/71/Euratom über einen Gemeinschaftsrahmen für die nukleare Sicherheit kerntechnischer Anlagen (Nuclear Safety Directive – NSD) ist Transparenz in Art. 8 verankert. Dabei wird festgeschrieben, dass notwendige Informationen über die nukleare Sicherheit zur Verfügung gestellt werden. Zu dieser Verpflichtung gehören Informationen über Vorkommnisse und Unfälle, aber nur soweit dies auch mit den nationalen Besonderheiten in Übereinstimmung steht. Die Informationen sind nicht nur anderen Staaten zur Verfügung zu stellen, sondern auch den Arbeitskräften und der Bevölkerung. Weiterhin müssen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass der Öffentlichkeit im Einklang mit den einschlägigen Rechtsvorschriften und internationalen Instrumenten

angemessene Möglichkeiten gegeben werden, sich an der Entscheidungsfindung im Zusammenhang mit der Genehmigung kerntechnischer Anlagen effektiv zu beteiligen.

Um die Sicherheitsziele laut NSD zu erreichen, seien mehrere Elemente wichtig, erklärte Massimo Garribba, Stellvertretender Generaldirektor der GD ENER (2015):

- eine unabhängige Aufsichtsbehörde,
- eine ausreichende Sicherheitskultur,
- eine Katastrophenschutzplanung,
- Transparenz und
- Topical Peer Reviews.

Zur Erhöhung der Transparenz sollen sowohl die Aufsichtsbehörde als auch die Betreiber der KKW Informationen über den Normalbetrieb, Ereignisse und Unfälle an andere Aufsichtsbehörden, an die Beschäftigten und die Öffentlichkeit geben. Die Öffentlichkeit sollte aber auch an Entscheidungsprozessen mitwirken, betonte Garribba, denn die atomrechtliche Aufsichtsbehörde könne Fehler machen.

#### **8.2.4. Transparenz und Beteiligung im Rahmen der European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG)**

Auch die Europäische Gruppe der Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden für die Sicherheit kerntechnischer Anlagen (ENSREG) hat Transparenz und Beteiligung für sich festgeschrieben. Eine der drei ENSREG Arbeitsgruppen (WG 3) beschäftigt sich damit, Transparenz in Fragen der nuklearen Sicherheit in den Mitgliedsstaaten zu verbessern. Im Zuge der Stress Tests wurden öffentliche Tagungen abgehalten, und die Öffentlichkeit erhielt die Möglichkeit, Fragen zu stellen und Stellungnahmen abzugeben. Ein Richtlinienpapier enthält die folgenden Grundsätze für Transparenz, die den nuklearen Aufsichtsbehörden empfohlen werden (ENSREG 2019):

- Eine Kultur der Offenheit und Transparenz innerhalb der Aufsichtsbehörde fördern
- Eine Kommunikationspolitik und -strategie entwickeln
- Ein angemessenes Werkzeugset für eine effektive Kommunikation mit der Öffentlichkeit entwickeln, darunter auch eine leicht zugängliche und verständliche Webseite. Diese Website soll auch Informationen zu Stör- und Unfällen enthalten und Feedback ermöglichen.
- Einen jährlichen Bericht erstellen
- Proaktiv agieren, Beziehungen aufbauen, um Vertrauen zu gewinnen, z. B. durch regelmäßige öffentliche Treffen
- Der Hauptansprechpartner sowohl für traditionelle als auch neue Medien sein
- Informationen in einfacher Sprache verfassen, wo nötig in Übersetzung
- Nur solche Informationen der Öffentlichkeit vorenthalten, die sensitiv sind
- Überprüfen, ob die Kommunikation der Aufsichtsbehörde hinsichtlich Offenheit und Transparenz effektiv ist, und Bekanntgabe der Ergebnisse der Überprüfung

### 8.3. Tatsächlicher Umgang mit Transparenz und Beteiligung bei Laufzeitverlängerungen und Langzeitbetrieb von KKW

Im vorigen Kapitel wurde dargestellt, welche Möglichkeiten der Beteiligung es auf unterschiedlichen Ebenen im Zuge einer Laufzeitverlängerung theoretisch gibt, und wie Transparenz und Beteiligung rechtlich geregelt wird. In diesem Kapitel soll nun anhand einzelner Beispiele dargestellt werden, wie diese Regelungen in der Realität umgesetzt werden.

Die Bestimmungen der ESPOO-Konvention wurden erst Ende 2020 so ausgelegt, dass Laufzeitverlängerungen erfasst sind. Bei der Aarhus-Konvention könnte eine Entscheidung des Aarhus Convention Implementation Committee (ACCC) vom Oktober 2018 den Weg eröffnet haben, die Frage der verpflichtenden Öffentlichkeitsbeteiligung bei Laufzeitverlängerungen endgültig zu klären.

Da diese beiden Konventionen von großer Wichtigkeit für Transparenz und Beteiligung und für den größtmöglichen Schutz der Umwelt sind, werden in diesem Kapitel zunächst zwei wichtige Fälle und ihre Auswirkung auf die beiden Konventionen vorgestellt (KKW Rivne und KKW Borssele). Danach werden die Beispiele KKW Dukovany und KKW Doel betrachtet, weiters die Laufzeitverlängerungen in Frankreich, und zuletzt das ENSREG Topical Peer Review zum Alterungsmanagement.

#### 8.3.1. Laufzeitverlängerung KKW Rivne-1,2 (Ukraine)

Eine wichtige Entscheidung des ESPOO Implementation Committee betrifft den Fall KKW Rivne (Ukraine) aus 2014 zur Frage, ob die Laufzeitverlängerung ohne Öffentlichkeitsbeteiligung in Übereinstimmung mit der ESPOO-Konvention war. Die Reaktoren Rivne-1 und -2 wurden 1980 und 1981 in Betrieb genommen. 2010 wurde entschieden, die Laufzeit um 20 Jahre zu verlängern, die beiden Reaktoren erhielten eine Betriebsgenehmigung bis 31.12.2031. Die NGO Ecoclub reichte eine Beschwerde beim ESPOO Implementation Committee ein (Fall EIA/IC/CI/4 Ukraine), da diese Entscheidung zur Laufzeitverlängerung ohne grenzüberschreitende UVP getroffen wurde. Ecoclub argumentierte, dass die Verlängerung von ursprünglich 30 auf 50 Jahre eine wesentliche Veränderung darstelle ("major change") und somit in den Geltungsbereich von Art 1(v) falle<sup>98</sup>. In seiner Entscheidung bestätigte das ESPOO Implementation Committee diese Ansicht (UNECE 2014: 22):

*"Recalling its conclusion at its twenty-fifth session, the Committee finds that the extension of the lifetime of reactors 1 and 2 of the Rivne NPP after the initial licence has expired, even in absence of any works, is to be considered as a proposed activity under article 1, paragraph (v), and is consequently subject to the provisions of the Convention."*

Das ESPOO Implementation Committee empfahl dem Vertragsstaatenreffen ("Meeting of Parties", MOP) u. a. die Ukraine aufzufordern, für die Laufzeitverlängerung von Rivne-1 und -2 spätestens vor der nächsten Periodischen Sicherheitsüberprüfung (Periodic Safety Review, PSR) eine grenzüberschreitende UVP abzuhalten. Es wurde aber auch eine Empfehlung ausgesprochen, dass Laufzeitverlängerungen nach dem Ablauf der ursprünglichen Betriebsgenehmigung generell als eine Tätigkeit nach Art. 1(v) zu sehen sind und somit in den Rahmen der ESPOO-Konvention fallen (UNECE 2014: 23):

<sup>98</sup>z. B. Art. I (v) der ESPOO Konvention lautet: "'Proposed activity' means any activity or any major change to an activity subject to a decision of a competent authority in accordance with an applicable national procedure;"

*“Endorse the findings of the Implementation Committee that the extension of the lifetime of an NPP after the initial licence has expired is to be considered as a proposed activity under article 1, paragraph (v), and consequently subject to the provisions of the Convention;”*

Es muss festgehalten werden, dass die grenzüberschreitende Umweltprüfung zur Laufzeitverlängerung von Rivne 1&2 bis März 2021 immer noch nicht abgeschlossen war. Der Fall steht auf der Agenda jedes Treffens des ESPOO Implementation Committee. Im Februar 2021 wurde etwa kritisiert, dass die Ukraine die Entscheidung über die Laufzeitverlängerung bereits getroffen hatte, noch bevor das grenzüberschreitende UVP-Verfahren mit Österreich beendet wurde (UNECE 2021: 5):

*“The Committee examined information transmitted from Austria to Ukraine, dated 22 January 2021, noting with concern that the Board of the State Inspectorate for Nuclear Regulation of Ukraine had taken a decision on the lifetime extension of unit 1 of the Rivne nuclear power plant for a further 10 years while the transboundary procedure with Austria had still being ongoing.”*

### 8.3.2. Guidance der ESPOO-Konvention zur Laufzeitverlängerung

Sowohl atomkraftfreie Staaten wie Österreich wie auch große internationale NGOs gingen nach der Rivne-Entscheidung 2014 davon aus, dass Laufzeitverlängerung für alle KKW in den Geltungsbereich der ESPOO-Konvention fallen würden, doch die betroffenen Staaten sahen dies anders.

Von Seiten der Öffentlichkeit wurde eine Reihe von Beschwerden wegen fehlender UVPs bei Laufzeitverlängerungen beim ESPOO Implementation Committee eingebracht. Dieses hatte im Jahr 2018 Beschwerden zu 19 Reaktoren an 8 Standorten zu bearbeiten, im Jahr 2020 waren es bereits Beschwerden zu 55 Reaktoren an 16 Standorten. (UNECE 2020b)

Während das ESPOO Implementation Committee davon ausging, die Frage inhaltlich bereits 2014 geklärt zu haben, wurde dies jedoch von dem darauffolgenden Vertragsstaaten-treffen (Meeting of Parties, MOP) nicht angenommen. Nach der in dieser Frage gescheiterten MOP in Minsk 2017 wurde eine Ad-hoc-Gruppe zu dieser Frage gebildet.

Die Ad-hoc-Gruppe erarbeitete die sogenannte **“Guidance on the applicability of the Convention to the lifetime extension of nuclear power plants”**, also eine Leitlinie zur Anwendbarkeit der ESPOO-Konvention auf die Laufzeitverlängerungen von KKW. (UNECE 2020a) Beim MOP im Dezember 2020 wurde die Guidance angenommen. Dies stellt einen Meilenstein in der Debatte zur UVP-Pflicht der Laufzeitverlängerungen dar.

Eine Vielzahl an Fragen wurde in der Ad-hoc-Gruppe diskutiert, darunter:

- Ist eine Laufzeitverlängerung eine größere Änderung (“major change”) einer Aktivität im Sinne der ESPOO-Konvention oder ist sie als neue Aktivität zu definieren?
- Wann ist eine Laufzeitverlängerung als größere Änderung eines Projekts anzusehen?
- Auch zu klären war das Zusammenspiel mit den 10-jährig durchzuführenden Periodischen Sicherheitsüberprüfungen (PSR).
- Wie ist eine Entscheidung im Zuge eines Genehmigungsprozesses zu definieren?
- Als eine weitere offene Frage wurde vermerkt, dass auch die auf einer UVP basierende Umweltentscheidung eine Laufzeit haben könnte bzw. sollte.
- Welche Arten von Auswirkungen sind für Laufzeitverlängerungen relevant?

- Ob Auswirkungen als signifikant beurteilt werden, ist eine Kernfrage in grenzüberschreitenden UVP-Verfahren, dennoch gab es hier bislang keine Definition..
- Der Terminus „führt wahrscheinlich zu Auswirkungen“ musste ebenfalls noch genauer definiert werden, dies auch vor dem Hintergrund, dass schwere Unfälle zwar sehr geringe Wahrscheinlichkeiten, aber sehr große Auswirkungen haben können.
- Geklärt werden musste auch die Verpflichtung zur Notifikation anderer Staaten.

In der Guidance wurden nun Antworten auf diese Fragen festgelegt.

Zunächst wurde der **Begriff „Laufzeitverlängerung“** definiert. Er ist nicht gesetzlich festgelegt, und die Guidance folgt einem pragmatischen Ansatz, nämlich weiterhin das allgemeine Verständnis des Begriffes zugrunde zu legen statt ihn auszudefinieren.

Im nächsten Schritt wurden **fünf verschiedene Situationen aufgelistet, die als eine mögliche Laufzeitverlängerung verstanden werden**, dies ist als nicht abschließend zu verstehen, da jeder Fall ein wenig anders gelagert ist:

1. Das Ende der Gültigkeitsdauer einer zeitlich limitierten Bewilligung wurde erreicht, aber das KKW soll weiter in Betrieb bleiben. Wenn die Erneuerung der Betriebsbewilligung jedoch in einem frühen Betriebsstadium erfolgt, muss das nicht als Laufzeitverlängerung gesehen werden.
2. Das KKW hat eine unlimitierte Betriebsbewilligung; die vorgesehene Lebenszeit (design lifetime) für unersetzbare sicherheitsrelevante Strukturen, Systeme und Komponenten ist jedoch erreicht.
3. Eine Periodische Sicherheitsüberprüfung wird durchgeführt, um die Entscheidung für eine Laufzeitverlängerung zu unterstützen.
4. Es wird eine Modifizierung des KKW notwendig, die nicht durch eine bestehende Betriebsbewilligung gedeckt ist und daher eine Abänderung der Bewilligung erfordert.
5. Das KKW hat eine unlimitierte Betriebsbewilligung, das Betriebsende ist jedoch durch ein Gesetz vorgegeben.

Zur Anleitung, wann eine Laufzeitverlängerung als **größere Änderung (major change) einer Aktivität** verstanden werden kann, wurden die folgenden Definitionen angeführt:

- Die Laufzeitverlängerung als vorgeschlagene Aktivität (proposed activity): Eine Laufzeitverlängerung ist entweder eine neue Aktivität oder eine größere Änderung einer bestehenden Aktivität. In beiden Fällen ist die in Frage stehende Aktivität der Betrieb eines KKW, und dieser fällt in den Rahmen der ESPOO-Konvention. Daher sind auch Laufzeitverlängerungen im Rahmen, auch wenn sie nicht explizit erwähnt werden.
- Eine Laufzeitverlängerung ist zumeist eine Verlängerung einer bestehenden Aktivität (activity) . Falls jedoch zwischen Ende der ursprünglichen Aktivität und dem Wiederbetrieb eine Pause besteht, könnte die Laufzeitverlängerung auch eine neue Aktivität sein.
- Eine Laufzeitverlängerung ist dann eine größere Änderung (major change) einer Aktivität, wenn dies in der nationalen Praxis so festgelegt wurde, aber auch, wenn sie erhebliche grenzüberschreitende Umweltfolgen verursachen kann. Die Guidance gibt dafür Orientierung in drei Bereichen:

- **Physikalische Arbeiten und Änderungen an den Betriebsbedingungen:** Als größere Änderung sind jedenfalls Nachrüstungsarbeiten anzusehen, deren Art und Umfang ein vergleichbares Potentials für signifikante negative grenzüberschreitende Auswirkungen wie zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme zur Folge haben. Dies betrifft etwa umfangreiche Nachrüstungen bei Systemen, Strukturen und Komponenten. Ein Faktor zur Beurteilung des Umfangs der Arbeiten ist die Höhe der nötigen Investitionen.
- Arbeiten geringeren Umfangs,** die eine Laufzeitverlängerung begleiten und auf eine größere Änderung hinweisen, sind gegenüber den ursprünglich festgelegten Bedingungen ein vermehrter Verbrauch an natürlichen Ressourcen, ein vermehrter Anfall von Abfällen oder abgebranntem Brennstoff, erhöhte Emissionen, weiters ein erhöhter Umfang der Nachrüstmaßnahmen, Änderungen in der Umgebung (auch bedingt durch Klimawandel) und Maßnahmen zur Klimawandelanpassung.
- **Laufzeitverlängerung „per se“:** Auch unabhängig von baulichen Arbeiten kann eine größere Änderung vorliegen, beispielsweise durch eine Veränderung in der Umwelt bzw. Umgebung des KKW, die bei der Erstinbetriebnahme noch nicht vorgelegen ist.
- **Eine Vielzahl kleinerer Änderungen:** Falls viele kleine Änderungen über einen bestimmten Zeitraum erfolgt sind, könnte dies auch als eine große Änderung angesehen werden. In diesem Fall muss eine Umweltprüfung für die Gesamtheit der kleinen Änderungen erfolgen.

Durch diese Anleitung wurde festgelegt, dass Arbeiten, die der Anpassung an den Klimawandel dienen, aber auch klimawandelbedingte Änderungen der Umgebung als größere Änderung gesehen werden können.

**Wahrscheinliche erhebliche negative Folgen** sind auch für Laufzeitverlängerungen das wesentliche Kriterium für die Abhaltung einer grenzüberschreitenden UVP. Dafür sollen Auswirkungen aus dem Normalbetrieb, aus Auslegungsstörfällen und aus auslegungsüberschreitenden Unfällen herangezogen werden. Zur umstrittenen Frage, welche Auswirkungen die Wahrscheinlichkeit eines schweren Unfalls hat, erfolgt eine Klarstellung, dass auch ein Unfall mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit sehr große negative Auswirkungen haben kann (UNECE 2020a: II):

*“Although the likelihood of a major accident, accident beyond design basis or disaster occurring for nuclear activities listed in appendix I to the Convention is very low, the likelihood of a significant adverse transboundary environmental impact can be very high, if the accident occurs. Consequently, when assessing, for the purpose of notification, which Parties are likely to be affected by a proposed nuclear activity listed in appendix I, the Party of origin should make the most careful consideration on the basis of the precautionary principle and available scientific evidence.”*

Es ist weiterhin nicht im Rahmen der ESPOO-Konvention, Szenarien für schwere Unfälle vorzugeben. Es wird auch kein Bezug zum Konzept des praktischen Ausschlusses hergestellt, das für neue KKW zur Anwendung kommt. (WENRA 2019)

Durch die Verwendung des Begriffs „**wahrscheinlich**“ (**likely**) in der ESPOO-Konvention wird klargestellt, dass alle Szenarien erfasst sind, die eine negative Auswirkung beinhalten können.

Auch der Begriff „**erheblich**“ (**significant**) wird konkretisiert, es wird nochmals auf die möglichen sehr schweren, erheblichen Auswirkungen von auslegungsüberschreitenden Unfällen Bezug genommen, siehe auch Appendix III der ESPOO-Konvention.

**Grenzüberschreitende Auswirkungen** können unterschiedlicher Art sein, was für einen Staat relevant ist muss nicht für alle relevant sein. Ein grenznahes KKW hat wahrscheinlich mehr grenzüberschreitende Auswirkungen als eines in größerer Entfernung.



Bezüglich der Frage der **Entscheidung** über eine Laufzeitverlängerung wurde festgehalten, dass es in der Verantwortlichkeit jedes Vertragsstaates liege, die Art der finalen Entscheidung festzulegen. Falls eine solche Entscheidung festgelegt ist, dann muss eine grenzüberschreitende UVP durchgeführt werden, bevor die endgültige Entscheidung über eine Laufzeitverlängerung getroffen wird. (Dies wurde im Fall Rivne 1&2 nicht berücksichtigt, wie oben erläutert.) Es ist nicht wichtig, welchen Titel eine finale Entscheidung trägt, aber ob sie einer Bewilligung (license, consent, permit) gleichgestellt ist.

### 8.3.3. Laufzeitverlängerung KKW Doel 1&2, Belgien

Sehr große Bedeutung für die Klärung dieser Fragen kommt dem im Juli 2019 veröffentlichten Urteil des Gerichtshofs der Europäischen Union zu den Laufzeitverlängerungen in Belgiens Reaktoren Doel-1 und 2 zu (ECJ C-411/17). Die Laufzeitverlängerungen für die beiden Reaktoren um je 10 Jahre waren in einem Gesetz aus 2015 festgelegt worden. Die Betreiberin Electrabel stellte dafür erforderliche Maßnahmen in einem "Long-term Operation Plan" dar. UVP sollte keine durchgeführt werden, wogegen zwei belgische NGOs Klage beim belgischen Verfassungsgerichtshof einreichten, dies unter Berufung auf die ESPOO- und Aarhus-Konventionen, die UVP-Richtlinie der EU, die Habitatrichtlinie und die Vogelschutzrichtlinie. Der belgische Verfassungsgerichtshof wiederum ersuchte den Gerichtshof um Auslegung dieser Übereinkommen und Richtlinien.

Im 2019 gefällten Urteil stellt der Gerichtshof fest, dass die Laufzeitverlängerungen den Projektbegriff der UVP-Richtlinie erfüllen, was er mit den Modernisierungsmaßnahmen begründete – auch wenn diese nicht im fraglichen Gesetz angeführt waren. Eine Verlängerung der Laufzeit in Verbindung mit erforderlichen Arbeiten sei mit einer Erstinbetriebnahme eines KKW vergleichbar. Außerdem seien erhebliche Auswirkungen auf die Umwelt der Niederlande (also grenzüberschreitend) denkbar. Eine UVP müsse sich auch auf die Modernisierungsmaßnahmen erstrecken. Weiters sei die Tätigkeit auch vom Projektbegriff der Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie erfasst (die noch nicht in Kraft war, als das KKW den Betrieb erstmals aufnahm). Es ist jedoch nicht ausgeschlossen, die Wirkungen des Gesetzes über die Laufzeitverlängerung im Fall einer schwerwiegenden und tatsächlichen Gefahr einer Unterbrechung der Stromversorgung vorübergehend aufrechtzuerhalten. Anzumerken ist, dass der Gerichtshof nicht über den Ausgang des nationalen Rechtsstreites entscheidet. (Gerichtshof 2019, Ökobüro 2019).

Dieses Urteil wurde auch bei der Erstellung der ESPOO Guidance (UNECE 2020a) an mehreren Stellen berücksichtigt. Zum Beispiel erfolgte die Definition der größeren Veränderungen in der Guidance in Anlehnung an folgende Formulierung aus dem Urteil: „*Was Nr. 24 des Anhangs I der UVP-Richtlinie betrifft, ergibt sich aus ihrem Wortlaut und ihrer Systematik, dass sie Änderungen oder Erweiterungen eines Projekts erfassen soll, die u. a. wegen ihrer Art und ihres Ausmaßes hinsichtlich der Auswirkungen auf die Umwelt mit ähnlichen Gefahren behaftet sind wie das Projekt selber.*“ (ECJ C-411/17: 78)

Belgien hat bereits im Dezember 2020 andere Länder für die grenzüberschreitende UVP notifiziert, die UVP wurde jedoch bis Mitte März 2021 noch nicht gestartet.

Eine weitere Folge dieses Urteils war die Beauftragung eines Rechtsgutachtens bei der JKU Linz durch den damaligen oberösterreichischen Umweltlandesrat Rudi Anschober, das aufbauend auf dem Urteil des Gerichtshofs zu dem Schluss kommt, dass Laufzeitverlängerungen für das KKW Temelín ohne UVP rechtswidrig wären (Anschober 2019).

### 8.3.4. Laufzeitverlängerung KKW Borssele, Niederlande

Das KKW Borssele, für eine Laufzeit von 40 Jahren vorgesehen, erhielt mit Betriebsbeginn 1973 eine unbegrenzte Betriebsgenehmigung. Diese wurde in den 1990ern auf 2003 festgelegt, danach auf 2013 verlängert, und im Zuge der Privatisierung des KKW 2011 gesetzlich mit 2033 festgeschrieben. Die Verlängerung aus 2013 erfolgte ohne UVP mit der Argumentation, dass die ursprüngliche Betriebsgenehmigung noch immer gültig sei, dass keine wesentlichen physikalischen Veränderungen vorgenommen worden wären und dass dies keine negativen Auswirkungen auf die Umwelt hätte. Greenpeace Niederlande reichte daraufhin eine Beschwerde beim Aarhus Convention Implementation Committee (ACCC) ein, zu der im Oktober 2018 eine Entscheidung getroffen wurde.

- *“The Committee considers that the permitted duration of an activity is clearly an operating condition for that activity, and an important one at that. Accordingly, any change to the permitted duration of an activity, be it a reduction or an extension, is a reconsideration or update of that activity’s operating conditions. It follows that any decision permitting the NPP to operate beyond 2014 amounted to an update of the operating conditions.”*
- The ACCC *“considers it inconceivable that the operation of a nuclear power plant could be extended from 40 years to 60 years without the potential for significant environmental effects. The Committee accordingly concludes that it was “appropriate”, and thus required, to apply the provisions of article 6, paragraphs 2-9, to the 2013 decision amending the licence for the Borssele NPP to extend its design lifetime until 2033.”* (point 71)

Dies bedeutet, dass nun nicht länger davon ausgegangen werden kann, dass Laufzeitverlängerungen oder der Langzeitbetrieb keine Auswirkungen auf die Umwelt hätten.

Die “Main Findings” besagen, dass die Niederlande die Bestimmungen der Aarhus-Konvention nicht eingehalten haben, da sie keine ausreichende Beteiligung der Öffentlichkeit laut Art. 6 (10) durchgeführt hatten<sup>99</sup> (Haverkamp 2018). Greenpeace Niederlande hat aufgrund der Entscheidung bereits eine UVP eingefordert. Die niederländische Regulierungsbehörde ANVS erteilten jedoch am 04. Dez. 2018 eine abgeänderte Bewilligung, wiederum ohne UVP. Eine entsprechende Berufung von Greenpeace beim Staatsrat (Raad van State) wurde am 27. Jan. 2021 mit der Begründung abgewiesen, dass die Änderung der Bewilligung vom Dez. 2018 keinen Einfluss auf die Länge der Laufzeit hätte. (Greenpeace & WISE 2021) Greenpeace hat das ACCC informiert, weitere Schritte bleiben abzuwarten.

### 8.3.5. Laufzeitverlängerungen KKW Dukovany-1 bis 4, Tschechien

Am Standort Dukovany in Tschechien sind vier Reaktoren vom Typ WWR 440/213 seit 1985-1987 in Betrieb. Für diese Reaktoren galt die Annahme, dass sie für einen Betrieb von 30 Jahren ausgelegt sind. Dies wurde von der tschechischen Aufsichtsbehörde SÚJB in einem Brief an die NGO South Bohemian Mothers vom 29. Aug. 2014 bestätigt (zitiert in Mraz et al. 2015). Es wurden für die Weiterbetriebsbescheide Maßnahmen durch die Atomaufsichtsbehörde vorgeschrieben, jedoch sollte nicht der Eindruck entstehen, dass diese eine Bedingung für den Betrieb wären. Reaktor 1 erhielt im März 2016 eine Laufzeitverlängerung, Reaktor 2 im Juli 2017, die Reaktoren 3 und 4 im Dezember 2017. Diese Laufzeitverlängerungen sind unbefristet. Das neue tschechische Atomgesetz aus 2016 erlaubt dies; im alten Gesetz gab es dazu keine Angaben, die Verlängerung

<sup>99</sup>z. B. In Art. 6 (10) der Aarhus Konvention wird festgelegt, dass jede Vertragspartei sicherstellen muss, dass bei einer durch die Behörde vorgenommenen Überprüfung oder Aktualisierung der Betriebsbedingungen die Öffentlichkeit beteiligt werden muss.

der Lizenz erfolgt üblicherweise alle 10 Jahre. Insgesamt sind Laufzeiten bis zu 60 Jahre angedacht (2045-2047).

Die Laufzeitverlängerungen wurden ohne UVP durchgeführt. Daraufhin schlossen sich mehrere NGOs zusammen und reichten eine Beschwerde zur Laufzeitverlängerung von Dukovany-1 beim Aarhus Implementation Committee ein (Fall ACCC/C/2016/143 Czech Republic). Diese Beschwerde ist noch in der Bearbeitung.<sup>100</sup>

Die Laufzeitverlängerung des KKW Dukovany war bereits in der Energiestrategie der Tschechischen Republik aus 2014 angekündigt. Zu dieser Energiestrategie wurde eine grenzüberschreitende SUP durchgeführt, an der sich auch Österreich beteiligte. Im Zuge einer SUP müssen auch die Umweltauswirkungen der Strategie angeführt und bewertet werden. Wie die Fachstellungnahme aus Österreich jedoch aufzeigt, wurde dies nicht vorgelegt – Auswirkungen der Energiestrategie auf die Umwelt wurden nur für die geplanten KKW-Neubauten bewertet (Baumann et al. 2014).

Eine Bewertung der Umweltauswirkungen wurde also weder in der grundlegenden Energiestrategie durchgeführt noch im Zuge der Laufzeitverlängerungen. Wenngleich sich die Öffentlichkeit an der SUP der Energiestrategie beteiligen konnte, fehlten dort jedoch die für die Laufzeitverlängerungen wichtigen Unterlagen.

An diesem Beispiel zeigt sich, wie Atomaufsicht und Betreiber die international vorgeschriebenen Beteiligungsverfahren umgehen bzw. in ihrem Sinne interpretieren. Regelungen auf nationaler Ebene können jedoch durch internationale Vorgaben wie etwa die oben beschriebene Guidance im Rahmen der ESPOO-Konvention, aber auch das Aarhus und ESPOO Case Law, beeinflusst werden.

### 8.3.6. ENSREG Topical Peer Review

Die European Nuclear Safety Regulators Group (ENSREG) hat im von 2017 bis 2018 laufenden Peer Review-Verfahren zum Alterungsmanagement von Kernkraftwerken Beteiligung ermöglicht. Unterlagen wurden auf der ENSREG-Webseite veröffentlicht, die Öffentlichkeit konnte an verschiedenen Stellen des Verfahrens Stellungnahmen abgeben, und es gab zwei öffentliche Veranstaltungen um Ergebnisse vorgestellt zu bekommen und eigene Kommentare einbringen zu können.

Es hat sich jedoch gezeigt, dass die meisten der von NGOs eingebrachten Stellungnahmen keine Berücksichtigung fanden. Gefordert war neben durchgängiger Transparenz der durchgängige Einbezug unabhängiger ExpertInnen, die das Vertrauen der NGOs genießen, beides wurde nicht erfüllt. Weiterhin gefordert wurden die Bewertung von Umweltfolgen, bevor es zu einer Laufzeitverlängerung kommt, eine Erweiterung des Risikobegriffs, der Einschluss von Forschungsreaktoren und anderen nuklearen Anlagen in den Untersuchungsumfang, aber auch eine adäquate Berücksichtigung der Stellungnahmen der Öffentlichkeit (siehe ausführlich Joint Project (2018)). Die Ergebnisberichte des Peer Review sind außerdem für die interessierte Öffentlichkeit und unabhängige ExpertInnen kein geeigneter Beitrag zur Transparenz, da nicht auf einzelne KKW und den dort festgestellten Stand des Alterungsmanagements und den Zustand der Anlage eingegangen wird. Eine solche Vorgehensweise bewirkt, dass sich der Wille zur Beteiligung verringert, was sich auch an der geringen Teilnahme von nur ca. fünf Personen bei der öffentlichen, sehr kurz gehaltenen Abschlussveranstaltung am 20.11.2018 zeigte.

<sup>100</sup>z. B. Der aktuelle Stand der Beschwerde kann hier eingesehen werden: <https://www.unece.org/environmental-policy/conventions/public-participation/aarhus-convention/tf/wg/envppcc/envppcccom/acccc2016143-czech-republic.html>

Wird dieses Vorgehen den oben dargestellten Grundsätzen zur Transparenz aus dem Richtlinienpapier der ENSREG aus 2019 verglichen (siehe Kapitel 8.2.4), ist festzustellen, dass diese nicht oder nur sehr begrenzt eingehalten wurden.

Dies ist ein anschauliches Beispiel dafür, dass Öffentlichkeitsbeteiligung, die nicht gesetzlich bis ins Detail geregelt ist, von den zuständigen Organisationen beliebig ausgelegt werden kann – man nimmt zum Beispiel Stellungnahmen entgegen und braucht nicht einmal eine Rückmeldung zu geben, wie dies etwa in UVP-Verfahren vorgeschrieben ist. Dies zeigt, dass es von hoher Wichtigkeit ist, gesetzlich verbindliche Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren wie etwa die UVP für Laufzeitverlängerungen einzufordern, aber auch parallel dazu rechtlich nicht oder weniger verbindliche Beteiligungsverfahren kritisch zu hinterfragen und ihre Verbesserung zu fordern, damit Öffentlichkeitsbeteiligung effektiv werden kann.

### 8.3.7. Frankreich

Von September 2018 bis Februar 2021 wurde eine Konsultation zu generischen Sicherheitsaspekten bei Laufzeitverlängerungen französischer Reaktoren der 900 MW-Baureihe durchgeführt. Im Rahmen dieser Konsultation war es im Rahmen von zwei Konsultationen möglich, Fragen zu ausgewählten Themen zu stellen, die jedoch keine (grenzüberschreitenden) Umweltauswirkungen umfassten. Zudem waren die Informationen fast ausschließlich in französischer Sprache verfügbar, ebenso die Konsultationswebseiten. Von Seiten europäischer Umwelt-NGOs wurde das Verfahren heftig kritisiert (vgl. Haverkamp 2019). Auch im Rahmen einer Fachstellungnahme aus Österreich erfolgte dahingehend Kritik. (Umweltbundesamt 2021)

Auch in diesem Verfahren zeigte es sich, dass, wenn der Öffentlichkeit zwar technische Detailfragen vorlegt aber zu den für die Öffentlichkeit wirklich wichtigen Punkten keine Stellungnahmen und Diskussionen zugelassen werden, dies nicht auf Akzeptanz stößt und dass ein solches, rechtlich unverbindliches Verfahren kein Ersatz für Beteiligung zum Beispiel im Rahmen der SUP ist, die den geplanten, umfangreichen Laufzeitverlängerungen vorausgeschickt werden müsste.

## 8.4. Ergebnisse und Anforderungen an Transparenz und Beteiligung

Transparenz und Beteiligung im Nuklearbereich könnten und sollten einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der nuklearen Sicherheit leisten und sind für das Gelingen einer Demokratie politisch wichtig. Derzeitige Praxis ist aber, dass Laufzeitverlängerungen in fast allen Nuklearstaaten ohne neuerliche Umweltprüfung durchgeführt werden, und somit auch ohne effektive Beteiligung der Öffentlichkeit, da nationale Regelungen zur Beteiligung nicht in allen Ländern in einem entsprechenden rechtlichen Detaillierungsgrad und Umfang vorhanden sind, und freiwillig angebotene Beteiligungsmöglichkeiten einen anderen Rechtsstatus mit sich bringen. So ist zum Beispiel die grenzüberschreitende verpflichtende Beteiligung nicht per se Bestandteil jedes nationalen Verfahrens.

Wie die Beispiele aus dem vorherigen Kapitel zeigen, ist eine fehlende Möglichkeit zur Öffentlichkeitsbeteiligung im Zuge der Laufzeitverlängerungen ein großes Problem. Die Instrumente UVP und SUP sind hier besonders wichtig, da sie in einem rechtlich verbindlichen Rahmen stattfinden; zumal stellen sie in einigen Ländern die einzigen Instrumente zur Öffentlichkeitsbeteiligung dar. Im Rahmen dieser Verfahren hat die Öffentlichkeit oft die einzige Möglichkeit, Einblick in Unterlagen nehmen zu können, die ansonsten langwierig nachgefragt werden müssten, bzw. die man in den meisten Fällen gar nicht erhalten würde.

Diese Verfahren würden außerdem nicht nur die Beteiligung der Öffentlichkeit ermöglichen, sondern auch eine Bewertung des Vorhabens aus Umweltsicht erzwingen. Auch ein Vergleich mit Alternativen müsste durchgeführt und aus Umweltsicht bewertet werden.

Es wird sich zeigen, welchen Einfluss die neue Guidance im Rahmen der ESPOO-Konvention (UNECE 2020a) und die Entscheidungen aus dem ESPOO- und Aarhus Case Law auf die Umweltverträglichkeitsprüfungen für Laufzeitverlängerungen haben werden. Zurzeit werden nach wie vor faktische Laufzeitverlängerungen ohne UVP geplant und durchgeführt. Mit Stand März 2021 haben um die 120 Reaktoren in Europa ein Alter von mehr als 30 Jahren, aber eine UVP für eine Laufzeitverlängerung wurde bislang nur bei einzelnen Anlagen gestartet bzw. ist in Vorbereitung.

Falls ein Staat mittels Laufzeitverlängerungen seiner alten KKW Energie erzeugen möchte, ist das per se Teil der Energiestrategie des Staates. Insofern müssten auch im Rahmen der Strategischen Umweltprüfungen (SUP) zu neuen bzw. wesentlich abgeänderten Energiestrategien, geplante Laufzeitverlängerungen von KKW einer Alternativenprüfung, einer Bewertung aus Umweltsicht und der Beteiligung der Öffentlichkeit unterzogen werden.

Die Bedingungen für KKW, die vor 30 oder 40 Jahren zugelassen wurden, können sich in vielfältiger Hinsicht geändert haben. Ein Teil der veränderten Bedingungen wie etwas durch den Klimawandel hervorgerufene Veränderungen (z. B. beim Kühlwasserangebot, siehe auch Kapitel 3.8.2) haben Eingang in die nukleare Sicherheitsrichtlinie gefunden und müssen somit für neue KKW berücksichtigt werden. Die verpflichtende Berücksichtigung anderer Veränderungen ist noch ausständig, dies betrifft etwa die Besiedlungsstruktur der Umgebung des KKW, vermehrte Bedrohung durch terroristische Akte, aber auch Veränderungen im Brennstoffangebot und bei den Transportrouten (z. B. Transporte durch das Kriegsgebiet in der Ukraine) (Mraz et al. 2015). In der neuen ESPOO Guidance wurde es ermöglicht, solche Aspekte veränderter Bedingungen aufzugreifen.

Ebenso hat sich auch der Stand von Wissenschaft und Technik durch neue Forschungsergebnisse und Betriebserfahrungen und insbesondere auch die Auswertung von schweren Unfällen geändert. Dieser geänderte Stand bildet sich in neuen Sicherheitsanforderungen ab. Im Rahmen der Laufzeitverlängerung soll eine Überprüfung des vorhandenen Sicherheitsniveaus mit den aktuellen Sicherheitsanforderungen erfolgen (siehe ausführlich Kapitel 4). Dabei sollte überprüft werden, in welchen Bereichen die vorhandenen Sicherheitsabstände zum Stand von Wissenschaft und Technik geschlossen werden könnten, in welchen Bereichen Sicherheitsabstände verbleiben und welche Risiken damit verbunden sind (siehe Kapitel 4.4 und 4.5). Im Sinne der Transparenz und Beteiligung fehlt eine verständliche Darstellung dieser Risiken und Sicherheitsabstände in einem zusammenfassenden Bericht, der auch eine für technische LaiInnen verständliche Zusammenfassung enthält („Risikobericht“). Ebenso existiert in den rechtlichen Vorschriften zu den Beteiligungsverfahren bisher keine verpflichtende Prüfung aller genehmigungsrelevanten Veränderungen gegenüber der ursprünglichen Genehmigungssituation.

Die Öffentlichkeit hat ein Recht, bei Auswirkungen auf die Umwelt, die ja auch die menschliche Gesundheit inkludieren, mitzureden und entsprechende Rechtsmittel ergreifen zu können. Da sich Erkenntnisse über Umweltauswirkungen auch aus den Ergebnissen einer absolvierten Periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSR) sowie aus den Anforderungen einer Betriebsgenehmigung oder etwa wasserrechtlichen Genehmigung ergeben, müssten auch diese Verfahrensschritte für eine Öffentlichkeitsbeteiligung eröffnet werden. Bisher fehlt eine rechtlich verbindliche Verankerung von Beteiligungsmöglichkeiten für die Öffentlichkeit in Bezug auf umweltrelevante Auswirkungen im gesamten Genehmigungsverfahren und in den Periodischen Sicherheitsüberprüfungen.

Die interessierte Öffentlichkeit braucht bezüglich Laufzeitverlängerungen gesicherte Informationen aus unabhängigen Quellen, denen sie vertraut. Selbst wenn im Zuge eines qualitativ hochwertigen Transparenzregimes alle nötigen Informationen von Seiten des Betreibers und der Regulierungsbehörden öffentlich gemacht werden, braucht es dennoch Unterstützung, um die komplexen fachlichen Inhalte bewerten zu können. Unabhängige ExpertInnen leisten hier wertvolle Beiträge, wobei der nötige Grad an Professionalität und Expertise mit Kosten verbunden ist – Kosten, die oft das Budget interessierter NGOs oder BürgerInneninitiativen übersteigen. Für ausgewogene Beteiligungsverfahren fehlt es in den Prozessen derzeit an unabhängigen, von der interessierten Öffentlichkeit ausgewählten ExpertInnen, deren Beiträge Teil des zur Verfügung gestellten Materials sind, sowie an den entsprechenden Ressourcen, um effektive Öffentlichkeitsbeteiligung im Rahmen von Beteiligungsverfahren zu ermöglichen.

## 8.5. Anforderungen an einen Risikobericht

Bisher fehlt als Bestandteil eines atomrechtlichen Partizipationsverfahrens, insbesondere jeder Öffentlichkeitsbeteiligung zu Entscheidungen über Laufzeitverlängerungen, ein Risikobericht als Komplement zum Sicherheitsbericht.

Ein Risikobericht müsste eine Darstellung und Gesamtbewertung zu allen Abweichungen vom aktuellen Stand von Wissenschaft und zu den verbleibenden Risiken nach den geführten Sicherheitsnachweisen in nachvollziehbarer Darstellung enthalten. Beispiele hierfür sind:

- Die nach dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik zugrunde gelegten Sicherheitsanforderungen und -ziele für die einzelnen Sicherheitsebenen, insbesondere die betrachteten Stör- und Unfall-Szenarien.
- Die Abweichungen der existierenden Altanlage von diesen Anforderungen und Zielen nach dem Stand von Wissenschaft und Technik. Dazu gehören insbesondere:
  - Alle Abweichungen von den Anforderungen nach Redundanz, Diversität und Unabhängigkeit der Sicherheitsebenen.
  - Die Vollständigkeit der zu betrachtenden Störfallszenarien für Ereignisse von innen und von außen nach den konkreten Gegebenheiten der Anlage und dem Stand von Wissenschaft und Technik.
  - Unvollständigkeiten der verwendeten Datenbasis und Anlagendokumentation.
  - Darstellung aller Sicherheitsbeurteilungen oder Parameterfestlegungen durch persönliche ExpertInneneinschätzungen.
  - Darlegung des generellen Umgangs mit Unsicherheiten und Nicht-Wissen und dessen Auswirkungen auf das Risiko
  - Abweichungen bei den verwendeten Nachweismethoden, den technischen Abschätzungen und Berechnungsverfahren vom Stand von Wissenschaft und Technik.
  - Alle Auswirkungen veränderter Nachweismethoden auf die ursprünglichen Sicherheitsreserven.
  - Die für die einzelnen sicherheitstechnisch wichtigen Komponenten jeweils zur Verfügung stehenden Sicherheitsreserven und deren jeweilige Veränderung gegenüber dem ursprünglichen Zustand.
  - Alle Lastannahmen, die nicht nach dem aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik ausgewiesen sind und der Grad des damit verbundenen Risikos.

## 9. Zusammenfassung

Der Weiterbetrieb von Altanlagen erhöht die nuklearen Risiken in Europa. In alle heute existierenden Kernkraftwerk (KKW) sind schwere Unfälle möglich. Schwere Unfälle haben katastrophale gesundheitliche, soziale, ökologische und wirtschaftliche Folgen. Die Alterung der Kernkraftwerke erhöht deutlich die Wahrscheinlichkeit, dass es zu solchen Unfällen kommt.

Das vorliegende Gutachten untersucht systematisch und anhand einzelner Fallbeispiele die Bedeutung der Alterung von Kernkraftwerken für die Sicherheit, und den Umgang mit den Risiken gealterter Anlagen durch Betreiber und Behörden vor dem Hintergrund der immer wieder geforderten kontinuierliche Erhöhung des Sicherheitsniveaus von Kernkraftwerken in Europa

Es werden im Wesentlichen drei Alterungsphänomene unterschieden:

- Physische Alterung d.h. die Änderung der Eigenschaften von Strukturen, Systemen und Komponenten (SSC)
- nicht-physische Alterung (Veralten, konzeptionelle und technologische Alterung) aus der Weiterentwicklung von Konzepten, Wissen und Technologie
- Kompetenz bzw. Know-How-Verlust durch Alterung und Ausscheiden der Erfahrungsträger

Insbesondere im Zusammenwirken dieser drei Alterungsphänomene werden die durch Alterung bedingten zusätzlichen Risiken der Kernkraftwerke unkalkulierbar.

### 9.1. Alternde Anlagen in Europa

Die Reaktorflotte in Europa ist alt: Alle 146 Reaktoren in Europa sind seit mehr als einem Jahrzehnt in Betrieb, mehr als 80 Prozent der Reaktoren laufen seit mehr als 30 Jahren (siehe Tabelle 1). Bisher gibt es in Europa wenig Erfahrung mit dem Langzeitbetrieb von Reaktoren: Mit Ausnahme der britischen Magnox-Reaktoren war kein bisher stillgelegter Reaktor mehr als 40 Jahre in Betrieb, die meisten Reaktoren wurden nach einer Betriebsdauer zwischen 25 und 35 Jahren endgültig abgeschaltet.

- In Hinblick auf die Laufzeit kann die Reaktorflotte in Europa grob in drei Kategorien unterteilt werden:
- Länder, in denen die Regierung entschieden hat, den Betrieb der Reaktoren nach einer Laufzeit von 30 bis etwa 40 Jahren zu beenden;
- Länder, in denen die Laufzeit nach **behördeninternen** Maßgaben über 30 bis 40 Jahre hinaus verlängert werden soll;
- Länder (vor allem Osteuropa), in denen über eine Laufzeitverlängerung bereits entschieden worden ist.
- In Europa gibt es nur wenige Projekte zum Neubau von Reaktoren, um die vorhandenen alten Reaktoren zu ersetzen. Der Start von Projekten ist in den letzten beiden Jahrzehnten aufgrund steigender Baukosten, Problemen bei der Beschaffung von Finanzmitteln und Schwierigkeiten mit neuem Reaktordesign immer problematischer geworden. Die wenigen Projekte, die weltweit mit modernen Reaktortypen durchgeführt werden, stießen auf enorme Kostensteigerungen und Verzögerungen.



## 9.2. Alterung von Kernkraftwerken

### 9.2.1. Physikalische Alterung

Die Alterung bzw. die Qualitätsminderung von Werkstoffeigenschaften und damit die abnehmende Funktionsfähigkeit und Zuverlässigkeit von Strukturen, Systemen und Komponenten (SSCs) mit zunehmender Betriebsdauer einer Anlage führt zwangsweise zum Abbau von ursprünglichen Sicherheitsreserven. Der Abbau der Sicherheitsreserven führt zu einer höheren Wahrscheinlichkeit des Versagens insbesondere in besonderen Belastungssituationen. Dieser Zusammenhang ist allgemein anerkannt. Die Abhängigkeit der Ausfallrate mit der Betriebszeit lässt sich durch die sogenannte Badewannenkurve beschreiben, die grundsätzlich für alle technologischen Systeme gilt. Nach einer Anlaufphase bleibt die Ausfallrate auf einem vergleichsweise niedrigen Niveau über einen weiteren Zeitraum in der Regel konstant, bis schließlich Alterungsprozesse zu einer erhöhten Anzahl von Ausfällen führen.

Wegen der geringeren Sicherheitsreserven der einzelnen Komponenten sind alte Kernkraftwerke deshalb auch anfälliger gegen unbekannte Schadensmechanismen oder ein Zusammentreffen mehrerer unabhängiger Schadensursachen und den daraus folgenden Belastungen. Die Anzahl von Ereignissen, Störungen und Störfällen nimmt zu, zum Beispiel kleine Leckagen, Risse, Kurzschlüsse, Versagen von elektrischen Bauteilen. In der Folge häufen sich die Fälle, in denen sich aus den Störungen und Störfällen Unfallabläufe entwickeln können. Diese Entwicklung zeigt sich auch in den vorliegenden Statistiken.

### 9.2.2. Nachrüstungsmaßnahmen und ihre Grenzen

Von der EU (Euratom) wird ein systematisches Alterungsmanagement gefordert, da allgemein anerkannt ist, dass die Alterung die Risiken erhöht. Zur Erhöhung der Sicherheit der existierenden Kernkraftwerke sollen laut Europäischer Nuclear Safety Directive (NSD) (EU Richtlinie 2014/87/EURATOM) Topical Peer Reviews (TPR) in den europäischen KKWs durchgeführt. Thema des ersten TPR ist Alterungsmanagement. Ergebnis war, dass in keinem Land die bestehenden Anforderungen an die Alterungsmanagementprogramme erfüllt sind.

Den negativen Alterungseffekten könnte durch eine Intensivierung von Inspektionen und Überwachung entgegengewirkt werden. Diese Maßnahmen können aber nur dann erfolgreich sein, wenn Risse und andere Schäden erkannt werden können, bevor sie zum Versagen führen.

Die Veränderung der Werkstoffeigenschaften ist aber häufig nicht zerstörungsfrei prüfbar. Daraus resultiert die Schwierigkeit, den jeweils aktuellen Materialzustand konservativ sicher abzuschätzen. Zerstörungsfreie Prüfverfahren ermöglichen zwar in vielen Fällen Rissentwicklungen, Oberflächenveränderungen und Wanddickenschwächungen zu verfolgen, aus Gründen konstruktiver Unzugänglichkeit und/oder hoher Strahlenbelastung sind aber nicht alle Komponenten hundertprozentig prüfbar.

Für die Bestimmung der Belastungen und deren Auswirkungen auf das Werkstoffverhalten werden daher Rechenverfahren verwendet, die im Allgemeinen nur an Proben validiert werden können, so dass nicht quantifizierbare Unsicherheiten bestehen. Da mit zunehmendem Alter der Anlagen Schädigungsmechanismen auftreten können, mit denen nicht gerechnet wurde oder die sogar ausgeschlossen wurden, sind diese in den Modellrechnungen nicht berücksichtigt worden.

Aufgrund von Alterungsproblemen ist der Austausch von ersetzbaren Komponenten bzw. Bauteilen in Kernkraftwerken notwendig. Der Austausch von Komponenten eröffnet aber neue Fehlerquellen: Es kommt zum Einsatz von nicht spezifikationsgerechten Komponenten oder auch zu Montagefehlern.

Einige „Maßnahmen“ des Alterungsmanagements erfolgen lediglich auf dem Papier: Konservativitäten bzw. Sicherheitsmargen in Sicherheitsanalysen werden durch „genauerer Rechnen“ abgebaut.

Theoretisch besteht die Möglichkeit negativen Alterungsprozessen durch Reduzierung von thermischen Belastungen entgegen zu wirken. Tatsächlich werden Laufzeitverlängerungen von Reaktoren aber aus wirtschaftlichen Erwägungen oft mit einer Leistungserhöhung verknüpft.

Mit steigendem Wissen und verbesserten Prüfmethoden werden auch heute noch herstellungsbedingte Fehler aufgefunden, auch weil sich fertigungsbedingte Mängel oft erst nach einer bestimmten Betriebszeit auswirken. Dies ist zeigt beispielhaft, dass die vorausgesetzte und behauptete Sicherheit bei den alten KKW allein wegen unbekannter Mängel in der Regel nicht der wirklichen Sicherheit entspricht.

Ereignisanalysen haben in der Praxis oft nicht den ausreichenden Tiefgang und sind unvollständig, so dass der Zusammenhang zwischen Analyseergebnis und abgeleiteten korrektiven Maßnahmen (technische, organisatorische, personelle) nicht nachvollziehbar ist. Solange die Ursache eines Ereignisses nicht vollständig ermittelt wurde, kann jedoch auch keine geeignete Abhilfe geschaffen werden. Wiederholtes Auftreten ist zu befürchten, wobei insbesondere die GVA-Ereignisse, also Ereignisse, in denen mehrere Ursachen zusammenwirken, eine besondere Gefahr darstellen.

Nicht alle Auslegungsdefizite lassen sich durch Nachrüstungen beseitigen: Ein erheblicher Teil des Sicherheitsstandards wird bereits bei der Auslegung des Kernkraftwerks festgelegt. Nachrüstungen von zusätzlichen Sicherheitssystemen sind u. a. aufgrund der baulichen Gegebenheiten nur bis zu einem begrenzten Umfang möglich. Die Einhaltung heutiger Sicherheitsstandards würde praktisch einen kompletten Neubau eines Kernkraftwerks bedingen.

Die nicht behebbaren Unterschiede betreffen im Allgemeinen den Redundanzgrad, die Diversität, die funktionale Unabhängigkeit und räumliche Trennung von Sicherheitssträngen sowie den geringeren Schutz der Anlage gegen externe Einwirkungen sowie die nicht ausreichende Vorsorge gegen auslegungsüberschreitende Störfälle. Trotz umfangreicher Nachrüstungen werden aktuelle Sicherheitsstandards in alten Kernkraftwerken nicht erreicht.

Als eine Konsequenz aus der Reaktorkatastrophe am 11. März 2011 in der japanischen Anlage Fukushima Dai-ichi und dem EU-Stresstest präsentierten die Länder Konzepte, um die identifizierten Mängel zu beheben. Aber nur einige Länder plan(t)en neue dauerhaft installierte und teilweise gebunkerte Systeme. Statt umfangreicher Nachrüstungen oder endgültiger Abschaltung von besonders gefährdeten Anlagen wird in den meisten Ländern mit der Anschaffung von mobilen Geräten versucht, Auslegungsdefizite zu kompensieren.

Theoretisch bieten Nachrüstungen der Aufsichtsbehörde die Möglichkeit, in gewissem Rahmen technisch mögliche sicherheitstechnische Verbesserungen einzufordern. Was nachgerüstet wird, wird aber nicht nur von sicherheitstechnischen, sondern auch von wirtschaftlichen Kriterien bestimmt.

Was nachgerüstet wird, wird nicht nur von sicherheitstechnischen, sondern auch von wirtschaftlichen Kriterien bestimmt. Es ist zudem Praxis, Nachrüstungen über Jahre verteilt in der geplanten Stillstandzeit für Revision / Brennelementwechsel durchzuführen, um wirtschaftliche Einbußen durch zusätzliche Stillstandzeiten zu vermeiden. Zwischen Erkenntnis von Sicherheitsdefiziten bis zu deren Beseitigung vergehen oftmals 10 – 20 Jahre. Bis zur vorgesehenen Beendigung des Betriebs oder aufgrund der konzeptionellen Grenzen des

Anlagendesigns erscheinen Sicherheitsmaßnahmen häufig nicht mehr wirtschaftlich und werden unterlassen.

### 9.3. Reichweite der alten Errichtungs- und Betriebsgenehmigungen

Spätestens nach 40 Jahren Laufzeit ist die Genehmigung eines Kernkraftwerks zum Betrieb nach rechtslogischer und sicherheitstechnischer Sicht verbraucht. In der Zeitspanne von 1979 bis 2019, die die drei großen Unfälle in der zivilen Kernenergie Three Mile Island, Tschernobyl und Fukushima enthält, ist deutlich geworden, dass die früher für ausreichend gehaltenen Sicherheitskonzepte und -maßnahmen nicht mehr die erforderliche Vorsorge gewährleisten. Der Stand von Wissenschaft und Technik über die Risiken in Kernkraftwerken hat sich drastisch erhöht. Ein 40 Jahre altes Kernkraftwerk ist darüber hinaus durch die Änderungen in der Anlage selbst, durch die Alterungsprozesse in ihrem Zusammenwirken in seiner Gesamtheit an anderes geworden als das ursprünglich genehmigte. Der Anlagenzustand liegt außerhalb des Genehmigungshorizontes seiner (veralteten) Ursprungsgenehmigung. Mehr als 30 bis 40 Jahre konnten die Genehmigungsprüfungen der alten Genehmigungen nicht umfassen. Eine Genehmigung zum Betrieb eines Kernkraftwerks von 1979 kann den heutigen Anforderungen an die Sicherheit nicht gerecht werden. Es müsste daher eigentlich nach 40 Jahren zur Stilllegung kommen. Ausnahmen für eine neue Genehmigung zur Laufzeitverlängerung sollten auf Basis eines Risikoberichts zum Betrieb nach dem gegenwärtigen Stand von Wissenschaft und Technik als auch unter öffentlicher Teilnahme von unabhängigen Fachleuten erarbeitet werden.

### 9.4. Transparenz und Beteiligung

Zurzeit müssen Laufzeitverlängerungen in Europa nicht umfassend neu nach Stand von Wissenschaft und Technik genehmigt werden. Soweit befristete Genehmigungen erteilt worden sind, können diese durch behördliche Entscheidung verlängert werden. Diese behördlichen Entscheidungen entsprechen jedoch nicht den Anforderungen, denen rechtsfähige Genehmigungen von KKW mit Öffentlichkeitsbeteiligung genügen müssen. In der Regel waren bislang auch keine Umweltverträglichkeitsüberprüfungen mit Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt worden. Mit dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 29.07.2019 zur Laufzeitverlängerung des KKW Doel (Belgien) und der neuen Guidance im Rahmen der ESPOO-Konvention (UNECE 2020a) hat sich die Situation jedoch geändert. Danach sind Umweltverträglichkeitsprüfungen mit grenzüberschreitender Beteiligung der Öffentlichkeit für Laufzeitverlängerungen erforderlich.

Verbindliche Prüfungsmaßstäbe für Laufzeitverlängerungen sind damit jedoch nicht normiert. Es bleibt damit weiterhin jeder Aufsichtsbehörde überlassen, was und wie sie prüft. Die Behörden sehen sich damit insbesondere nicht verpflichtet, ein umfassendes Genehmigungsverfahren durchzuführen, in dem alle Sicherheitsfragen umfassend nach dem aktuellen Erkenntnisstand geprüft werden. Die Behörden sehen sich damit auch nicht verpflichtet, einen Risikobericht zu erstellen, in denen die verbleibenden Risiken des weiteren Betriebs am Maßstab der aktuellen Sicherheitsanforderungen nach dem Stand von Wissenschaft und Technik ausgewiesen sind.

Es verbleibt damit ein deutliches Regelungsdefizit auf der europäischen Ebene.

## 10. Schlussfolgerungen

Zur vorliegenden Studie hat eine Reihe von Autoren in den unterschiedlichen Kapiteln mit ihrem umfangreichen Fachwissen beigetragen. Die nachfolgenden Schlussfolgerungen aus der Bearbeitung der einzelnen Themen wurden auf einem Workshop der Autoren erarbeitet und mit allen Autoren im Wortlaut abgestimmt. In ihnen sind die wesentlichen Befunde der Studie noch einmal destilliert.

### **Laufzeitverlängerungen und der Betrieb von gealterten Kernkraftwerken erhöhen die nuklearen Risiken in Europa.**

Die Alterung von Kernkraftwerken birgt ein deutlich erhöhtes Risiko für schwere Unfälle und radioaktive Freisetzungen. Dieses deutlich erhöhte Risiko wird durch den Weiterbetrieb von Altanlagen infolge von Laufzeitverlängerungen und Leistungserhöhungen nochmals signifikant erhöht. Daran können auch partielle Nachrüstungen, soweit sie in der Praxis überhaupt erfolgen, wenig ändern.

Die Altersstruktur der in Europa betriebenen Kernkraftwerke zeigt, dass sich sehr viele Anlagen bereits der Grenze der ursprünglichen technischen Auslegung nähern oder diese bereits überschritten haben. Sie sollen aber darüber hinaus weiter betrieben werden.

### **Alterungsprozesse erhöhen das Risiko von Störungen und Störfällen.**

Die Ursache vieler sicherheitsrelevanter Ereignisse ist auf Alterungsprozesse zurückzuführen. Dies zeigen die Betriebserfahrungen. Alterungsprozesse wie Korrosion, Verschleiß oder Versprödung mindern die Qualität von Komponenten, Systemen und Strukturen bis hin zu deren Ausfall. Sicherheitsreserven schwinden, Wirksamkeit und Zuverlässigkeit von Sicherheitsfunktionen und damit auch das Potenzial zur Beherrschung von Störfällen sind dadurch eingeschränkt.

Insbesondere waren in den frühen Jahren der Entwicklung und Errichtung von Kernkraftwerken die verwendeten Materialien, Fertigungsprozesse und Prüfverfahren von geringerer Qualität als heute. Ebenso war das Wissen über Art und Ausmaß von alterungsbedingten Schädigungen der verwendeten Werkstoffe im Vergleich zu heute begrenzt. Daher sind für alte Kernkraftwerke Alterungsprozesse ein besonderes Problem.

### **Alle realisierten europäischen Kraftwerkskonzepte sind sicherheitstechnisch veraltet.**

Die meisten Kraftwerkskonzepte stammen aus den 1970er und 1980er Jahren. Die Errichtungs- und Betriebsgenehmigungen von vielen Kernkraftwerken sind bereits 30 und mehr Jahre alt. Damals wurden sie nach den Genehmigungsprüfungen als „sicher“ für den Betrieb zugelassen. Wesentliche Sicherheitsprinzipien (wie Diversität, räumliche Trennung und Schutz vor externen Einwirkungen) wurden nicht oder nur begrenzt verwendet, insofern haben alte Kernkraftwerke aus heutiger Sicht, zahlreiche Auslegungsschwächen.

Bautechnische Trennungen von Sicherheitsbereichen, Redundanz, Unabhängigkeit der Ebenen des gestaffelten Sicherheitskonzepts, der Einbau diversitärer Techniken, all das wurde weit weniger konzeptionell umgesetzt als es nach heutiger Erkenntnis und heutigem Standard erforderlich wäre. Mit zunehmendem Alter der Anlagen werden diese konzeptionellen Abweichungen zum heute geforderten Sicherheitsniveau für neue Anlagen immer größer.

### **Viele Kernkraftwerke werden jenseits der Grenze der ursprünglichen technischen Auslegung und auf einem veralteten technischen Stand betrieben.**

Die technische Prüfung der Kernkraftwerke erfolgte im Rahmen der ursprünglichen Genehmigung im Hinblick auf eine Laufzeit von 30-40 Jahren. Gleichwohl sollen heute Laufzeiten von Kernkraftwerken ohne neue

Genehmigungsprüfung und ohne grundlegende Modernisierung auf 60 oder mehr Jahre verlängert werden. Die diesen Kernkraftwerken zugrundeliegende Konzepte wären dann bis zu 100 Jahre alt.

### **Neue Bedrohungsszenarien sind hinzugekommen.**

Terroristische Angriffe, Flugzeugabstürze und andere Störmaßnahmen sowie extreme Natureinwirkungen, z. B. als Folge des deutlich zutage tretenden Klimawandels, können als reale Gefahren nicht mehr vernachlässigt werden. Sie verlangen spezielle darauf zugeschnittene Schutzmaßnahmen, die in der Auslegung bestehender Altanlagen nicht vorhanden sind und nur sehr begrenzt umgesetzt werden können. Die Einhaltung heutiger Sicherheitsstandards würde praktisch einen kompletten Neubau eines Kernkraftwerks bedingen.

### **Um Laufzeitverlängerungen zu legitimieren werden die ursprünglichen Sicherheitsreserven verringert**

Um das Risiko des Betriebs von Kernkraftwerken zu verringern werden nach der deterministischen Sicherheitsphilosophie Sicherheitsreserven bei der Auslegung einzelner Systeme und Komponenten eingeführt. Mit diesen Sicherheitsreserven werden unvorhergesehene Fehler im Material, in der Funktionsweise, in der Auslegung, oder in den sicherheitstechnischen Berechnungen vorsorgend ausgeglichen. Diese Sicherheitsreserven sind bei den gealterten Anlagen reduziert oder nicht mehr vorhanden. Heute durchgeführte Sicherheitsberechnungen nehmen darüber hinaus vielfach davon Kredit, dass sie die Sicherheitsreserven verringern, um zeigen zu können, dass der entsprechende Sicherheitsgrenzwert noch nicht erreicht ist. Das Versagensrisiko steigt entsprechend.

### **Altanlagen sind nach heutigen Standards nicht genehmigungsfähig**

Die schweren Kernkraftwerkunfälle von Three Mile Island, Tschernobyl und Fukushima haben jeweils gezeigt, dass die Kernkraftwerke nicht so sicher sind, wie gefordert und angenommen worden war. Das bedeutet, dass das Risiko der Altanlagen zum Zeitpunkt ihrer Genehmigung unterschätzt wurde. Insbesondere durch diese Unfälle wurde der Stand von Wissenschaft und Technik erweitert und die Anforderungen an Neuanlagen verschärft. Diese Anforderungen können in Altanlagen jedoch nicht ausreichend umgesetzt werden.

Für Altanlagen wird aus pragmatischen Gründen ein Risiko akzeptiert, das bei neuen Projekten nicht akzeptabel wäre. Kein Mitgliedstaat der EU würde einem derzeit betriebenen Kernkraftwerk eine neue Baugenehmigung erteilen.

### **Die Aussage, dass die Sicherheit alter Kernkraftwerke durch Nachrüstungen kontinuierlich verbessert worden sei, verstellt den Blick.**

Nachrüstungen dienen häufig der Beseitigung von Mängeln in der Anlage bzw. dem Schutz vor Risiken, die zum Zeitpunkt der Genehmigung hingenommen oder nicht erkannt worden waren. Die Nachrüstungen dienen somit häufig der Herstellung des „sicheren“ Zustands, der bei der Genehmigung schon vorausgesetzt aber nicht realisiert worden war.

### **Nachrüstungsmaßnahmen sind prinzipiell begrenzt. Wesentliche konzeptionelle Schwächen alter Kernkraftwerke bleiben bestehen.**

Sicherheitsanforderungen nach aktuellem Stand von Wissenschaft und Technik lassen sich im Design alter Kernkraftwerke nicht vollständig umsetzen. Elementare Schwachstellen der veralteten Sicherheitskonzepte können nicht behoben werden. Ein erheblicher Teil des Sicherheitsstandards wird bereits bei der Auslegung des Kernkraftwerks festgelegt.

Der Stand von Wissenschaft und Technik hat sich weiterentwickelt. Die Reaktorsicherheitsforschung hat neue Erkenntnisse über früher nicht erkannten Risiken gewonnen. Hinzu kommen die gesammelten Erfahrungen aus Störungen, Störfällen bis hin zu schweren Unfällen. Daraus resultieren über Jahrzehnte gewachsene, erweiterte Anforderungen an Systeme, Strukturen und Komponenten, um früher nicht erkannte Schwächen zu beseitigen.

Beim Vergleich der Auslegungskonzepte bestehender Anlagen mit Neubaukonzepten bestehen markante Unterschiede, beispielsweise im Redundanzgrad, der Unabhängigkeit von Sicherheitssystemen, im Schutz gegen äußere Einwirkungen und bei der Beherrschbarkeit schwerer Unfälle.

Weiterentwickelte Anforderungen, die die Grundlagen des Sicherheitskonzepts und die Basisauslegung großer Strukturen betreffen (z. B. core catcher), können in existierenden Anlagen, u. a. aufgrund der räumlichen Gegebenheiten, nicht nachträglich implementiert werden.

Für bestimmte Ereignisabläufe wird versucht, mit zusätzlich bereitgehaltenen mobilen Einrichtungen Auslegungsdefizite zu kompensieren. Dies ist nicht gleichwertig zu einer Grundauslegung. Beispielsweise wird durch zusätzliche Maßnahmen der Betriebsmannschaft nicht das gleiche Sicherheitsniveau erreicht wie mit baulichen Maßnahmen (z. B. Brandschutz).

### **Die Möglichkeiten des Alterungsmanagements sind limitiert.**

Reparatur und Austausch der von Alterung betroffenen Komponenten, sofern überhaupt möglich, können nur lokal begrenzt Defizite beseitigen. Schäden in Komponenten, Systeme und Strukturen, die nicht ausgetauscht werden können (wie etwa den Reaktordruckbehälter) oder sollen, bedeuten einen dauerhaften und, bei fortschreitenden Alterungsprozessen, zunehmenden Abbau ursprünglich eingebauter Sicherheitsreserven. Mit Maßnahmen wie zusätzlichen Inspektionen oder Prüfungen, die häufig als Ersatz für eine Behebung der festgestellten Abweichungen eingeführt werden, kann der Schadensverlauf allenfalls beobachtet, der Verlust an Sicherheit aber nicht kompensiert werden. Durch Zulassung von Ersatzmaßnahmen anstelle der Wiederherstellung eines einwandfreien Zustands seitens der zuständigen Stellen wird ein Weiterbetrieb auf niedrigerem Sicherheitsniveau zu legitimieren versucht.

Die Komplexität der Alterungsproblematik erlaubt keine insgesamt sichere Vorhersage der Alterungseffekte und erschwert vorsorgeorientierte Strategien zu deren Beherrschung. Neuartige oder nicht angemessen berücksichtigte Phänomene, aber auch unerwartete Interaktionen, haben vorzeitige und unerwartete Ausfälle von Sicherheitseinrichtungen zur Folge. Die tatsächliche Entwicklung alterungsbedingter Schäden kann in der Realität deutlich vom prognostizierten Verlauf abweichen. Das System der betriebsbegleitenden Funktionsprüfungen und Inspektionen ist nicht in der Lage, alle Alterungsvorgänge rechtzeitig und sicher zu erfassen, bevor sie zu sichtbaren Schäden oder Ausfällen führen. Auch in sicherheitstechnisch äußerst sensiblen Bereichen können Schäden über lange Zeiträume unentdeckt vorliegen und ein erhebliches Ausmaß erreichen. Unter höheren Betriebsbelastungen, wie sie z. B. im Störfallablauf auftreten, können solche latent vorliegenden Fehler akut werden. Die Einführung eines Alterungsmanagements kann die Zunahme der Risiken einer fortschreitenden Alterung abmildern, aber nicht beseitigen.

### **Nachrüstungsmaßnahmen und Reparaturen in Altanlagen beinhalten immer auch ein zusätzliches Risiko**

Durch den Eingriff in die Sicherheitstechnik der bestehenden Anlage können neue Risiken etwa durch unvorhergesehene Wechselwirkungen geschaffen werden. Beim Umstieg auf neue technische Lösungen besteht das Problem der Kompatibilität mit der vorhandenen Technik. Bei alternden Komponenten nimmt das Problem der Ersatzteilbeschaffung zu, wenn diese aus dem Lieferprogramm genommen oder nicht mehr weiter-

entwickelt werden. Änderungen (Konstruktion, Material, Herstellungsverfahren) in der Lieferkette können zu unerwarteten Fehlern führen. Eine ausreichende Qualität, die eine Voraussetzung für den sicheren Betriebs ist, kann dann oftmals nicht mehr nachgewiesen werden.

### **Fehlende Dokumentationen sowie Verlust an Know-How und Know-Why erschweren die Bewertung der Sicherheit von Altanlagen**

Die ursprünglichen Sicherheitsnachweise für alte Kernkraftwerke weisen häufig Lücken auf, die nachträglich nicht mehr geschlossen werden können. Die verfügbaren technischen Dokumentationen entsprechen mitunter nicht dem vor Ort realisierten Stand. Angaben sind fehlerhaft oder sind unvollständig. Damit können der aktuelle Zustand und die tatsächlichen Eigenschaften der betroffenen Anlagenbereiche oder Komponenten nicht hinreichend sicher bestimmt und bewertet werden. Gleichwohl werden die fehlenden Daten häufig durch Annahmen ersetzt, die nicht ausreichend verifiziert werden können.

Die technische Dokumentation aus der Zeit der Planung, Errichtung und Inbetriebsetzung unterscheidet sich deutlich vom heutigen Standard. Die verfügbaren Daten und sonstigen Informationen ermöglichen vielfach keine Nachweisführung in einer Qualität, wie sie aktuell bei einer Neuauslegung notwendig wäre.

Nicht alle nach heutigem Kenntnisstand zum Nachweis einer ausreichenden Sicherheit notwendigen Aspekte und Kennwerte wurden berücksichtigt und sind dokumentiert. Sicherheitsbewertungen sind nur unter Annahmen möglich, die jedoch nicht ausreichend abgesichert werden können. Erschwerend kommt ein altersbedingter Verlust an Know-why und Know-how hinzu, da Erfahrungen und Wissen mit dem Personal in den Ruhestand gehen.

### **Die Risiken von Altanlagen müssen bekannt sein, um ihre Sicherheit bewerten zu können.**

Betreiber und Aufsichtsbehörden, unter deren Regie alte Kernkraftwerke betrieben werden, sind für die Prüfung und Genehmigung des Betriebs alternder Kernkraftwerke zuständig und bewerten ihre Sicherheit. Ihre Aussagen über die Sicherheit einer Anlage sind lediglich rechtlich normative Bewertungen. Die Verlässlichkeit von Aussagen zur Sicherheit hängt entscheidend von der Qualität der verfügbaren Informationen ab und vom angelegten Bewertungsmaßstab. Entscheidend ist, welche Informationen verfügbar sind und welcher Bewertungsmaßstab angelegt wird.

Eine hundertprozentige technische Sicherheit, d.h. der Ausschluss eines Unfalls, ist eine Fiktion. Die Entscheidung über „sicher“ oder „nicht sicher“ ist eine Wertung darüber, welche verbleibenden Risiken bei Kernkraftwerken noch geduldet werden. Die Aussage, ein altes Kernkraftwerk sei sicher, ist wertlos und nicht nachvollziehbar, wenn nicht zugleich die verbleibenden Risiken erkannt sind und darüber transparent informiert wird. Das ist in aller Regel jedoch nicht der Fall.

### **Nukleare Risiken bleiben für die Betroffenen im Dunklen, weil darüber nicht informiert wird.**

Die für die Öffentlichkeit freigegebenen Informationen sind für die Betroffenen zumeist nicht verständlich und behandeln nicht die kritischen Punkte der Sicherheit. Eine Verpflichtung der Betreiber und der Behörden, über die verbleibenden Risiken angemessen zu informieren, besteht nicht. Ohne eigene Sachverständige sind die Betroffenen der Zivilgesellschaft weitgehend hilflos, weil die gelieferten Informationen von ihnen selbst mangels fachlicher Grundlage nicht interpretiert und kritisch hinterfragt werden können. Zur Ermöglichung effektiver Öffentlichkeitsbeteiligung fehlt es an Ressourcen zum Beispiel in Form der Finanzierung von unabhängigen, von der interessierten Öffentlichkeit ausgewählten ExpertInnen im Rahmen von Beteiligungsverfahren. Solange es keine Pflicht für Betreiber und Behörden gibt, über die offenen Sicherheitsfragen und die Auswirkungen auf Menschen und Umwelt aktiv und verständlich zu berichten, kann es auch keine wirkliche Partizipation geben.



### **Fehlende Transparenz erschwert eine Bewertung der Risiken für Dritte**

Das Verfahren der Sicherheitsüberprüfungen der in Betrieb befindlichen Anlagen ist für Dritte nicht transparent. Es fehlen prozedurale Festlegungen, mit denen für alle Betroffenen ein ausreichender Zugang zu Informationen und eine angemessene Beteiligung an Entscheidungsprozessen sichergestellt wird. Die Darstellung und Bewertung des Risikos auf Basis des tatsächlichen Anlagenzustands gemessen am aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik gehört nicht zum Verfahren.

### **Es fehlt die Möglichkeit für grenzüberschreitende Beteiligung, obwohl die Risiken grenzüberschreitende Folgen haben können**

Neue rechtliche Regelungen geben den Rahmen für verbindliche grenzüberschreitende Beteiligung der Öffentlichkeit im Rahmen von Umweltverträglichkeitsprüfungen vor, dies war bislang in den Verfahren zur Laufzeitverlängerung nicht vorgesehen. Ob diese Regelungen ausreichend sind, um auch in der Praxis umgesetzt zu werden, wird sich zeigen. Während ein Neubau von Kraftwerken heute zwingend mit internationaler Beteiligung in Bezug auf mögliche Umweltfolgen einhergeht, wurde die Entscheidung über den Weiterbetrieb von Altanlagen bisher souverän von den Nationalstaaten – ohne Einbeziehung von Nachbarstaaten – getroffen. Dabei enden die Unfallrisiken und somit die Umweltfolgen nicht an nationalen Grenzen. Unabhängige Kontrollen zur Bewertung des aktuellen Anlagenzustands und der Umsetzung notwendiger Nachrüstmaßnahmen sind ein wichtiges Instrument internationaler Kooperationen. Die Erfüllung internationaler Sicherheitsstandards als Mindestanforderung (z. B. Reference Level der WENRA, IAEA Safety Standards), die auch über nationale Anforderungen hinausgehen können, ist nicht obligatorisch.

### **Es gibt keine unabhängig internationale Überprüfungsinstanz und keine international verbindlichen Regeln zur Umsetzung von Sicherheitsanforderungen an Altanlagen**

In der Praxis kommt es darauf an, was vor Ort tatsächlich in den technischen Ausführungen realisiert wird und wie die Regeln real angewandt werden. International gibt es keine unabhängigen Prüfinstanzen, die die Umsetzung von Regeln kontrollieren könnten. Zudem lassen international vereinbarte Sicherheitsanforderungen bei Anwendung auf alte Anlagen immer die Ausnahme zu, dass Maßnahmen nur dann umgesetzt werden müssen, wenn sie vernünftig machbar (“reasonably practical” oder “reasonably achievable”) sind. Dies wird vielfach auch von wirtschaftlichen Faktoren bestimmt. Von Altanlagen wird das Erreichen des für Neuanlagen geltenden Stands von Wissenschaft und Technik zwar als Ziel aber nicht als Gänze verlangt. Damit bleibt es weitgehend den nationalen Aufsichtsbehörden überlassen, inwieweit aktuelle Anforderungen angewandt und tatsächlich umgesetzt werden. Es gibt keine international verbindlichen Normen, auch nicht in Europa.

## Glossar

ACCC	Aarhus Convention Implementation Committee (Übereinkommensausschuss)
AGR	Advanced Gas-cooled Reactor (Fortgeschrittener gasgekühlter Reaktor)
AMP	Aging Management Program (Alterungsmanagementprogramm)
ASN	Autorité de Sûreté Nucléaire (franz. Behörde für nukleare Sicherheit)
ASSP	Advanced Surveillance Specimen Program
BM	Base Metal (Ausgangsmaterial)
CLI	Commission Locale d'Information (Lokale Informationskommission)
CNS	Convention on Nuclear Safety
DTI	Department of Trade and Industry (UK)
DWR	Druckwasserreaktor
ECCS	Emergency Core Cooling System (Notkühlsystem)
EIA	Environmental Impact Assessment (Umweltverträglichkeitsprüfung)
ENSREG	European Nuclear Safety Regulators Group (Europäischen Gruppe der Regulierungsbehörden für nukleare Sicherheit)
EOL	End of Life (Ende der Lebensdauer)
FANC	Belgische Nuklearaufsichtbehörde
GVA	Gemeinsam Verursachte Ausfälle
HSC	Hardened Safety Core (Gehärteter Sicherheitskern)
IAEA	International Atomic Energy Agency (Internationale Atomenergieorganisation)
INRAG	International Nuclear Risk Assessment Group
IVR	In-vessel Retention
KWRC	Keyway Root Cracking
LTo	Long-term operation (Langzeitbetrieb)
MOP	Meeting of Parties (Vertragsstaatentreffen)
MSSP	Modern Surveillance Specimen Program (Modernes Voreilproben-Bestrahlungsprogramm)
NGO	Non-governmental Organization (Nichtregierungsorganisation)
NTI	Nuclear Threat Initiative
ONR	Office for Nuclear Regulation (UK)
PSR	Periodic Safety Review (Periodische Sicherheitsüberprüfung)
PTS	Pressurized Thermal Shock (Thermoschock)
RDB	Reaktordruckbehälter
RG	Reaktorgebäude
RSK	Reaktorsicherheitskommission

SALTO	Safety Aspects of Long Term Operation (Sicherheitsaspekte des Langzeitsbetriebs)
SAM	Severe Accident Management (Management schwerer Unfälle)
SAMG	Severe Accident Management Guidelines (Verfahren zum Management schwerer Unfälle)
SEA	Strategic Environmental Assessment (Strategische Umweltprüfung)
SMHV	Séisme Maximal Historiquement Vraisemblable (max. zu erwartendes historisches Erdbeben)
SMS	Séismes Majorés de Sécurité (Bemessungserdbeben)
SRL	Sicherheitsreferenzlevel
SSSP	Standard Surveillance Specimen Program (Standard Voreilproben-Bestrahlungsprogramm)
SUP	Strategische Umweltprüfung
UNECE	United Nations Economic Commission for Europe (Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen für Europa)
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
WM	Weld Metal (geschmiedetes Material)

## AutorInnenbiografien

**Mag. Nikolaus Arnold, MBA** arbeitet seit 2010 als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften an der Universität für Bodenkultur Wien. Seine Arbeitsschwerpunkte sind der Kernbrennstoffkreislauf sowie die Analyse von Nuklearunfällen und radiologischen Folgen. Er ist Österreichischer Delegierter bei der OECD/NEA-IAEA Uranium Group.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- N. Arnold, K. Gufler, M. Kraxberger, N. Müllner (2018): Independent evaluation of nuclear power plant project safety - Looking at examples in Hungary and Finland, Bericht für Greenpeace.
- N. Arnold, K. Gufler, S. Sholly, N. Müllner (2016): Potential radiological Impacts of a Pressure Vessel rupture of Tihange 2, Bericht für die StädteRegion Aachen.
- M. Lanfredini, N. Muellner, F. D'Auria, N. Arnold, S. Sholly, W. Kromp (2012): Main Steam Line Break Analysis with Failure of All Main Steam Isolation Valves in a BWR (Peach Bottom), Konferenzbeitrag NUTHOS-9, Kaohsiung, Taiwan.

**Dipl. Physikerin Oda Becker** arbeitet seit rund 25 Jahren als unabhängige Wissenschaftlerin im Bereich Sicherheit und Risiken von Atomanlagen. Sie studierte Physik und Erziehungswissenschaften an der Universität Hannover. Von 2006 bis 2011 hatte sie eine Professur an der Fachhochschule Hannover. Oda Becker hat zahlreiche Studien und Fachstellungnahmen zu Risiken von Kernkraftwerken und Zwischenlagern erstellt bzw. an diesen mitgearbeitet. Zu ihren Auftraggebern gehören die Österreichische Bundesregierung, Stadtverwaltungen, Bürgerinitiativen, Forschungszentren, Umweltorganisationen und Greenpeace. Sie hat zahlreiche Fachstellungnahmen in nuklearrelevanten grenzüberschreitenden UVP-Verfahren mitverfasst. Ihre Themengebiete sind u. a. Auswirkungen von möglichen Terrorangriffen auf Atomanlagen, Ergebnisse des Europäischen Stress Tests. Sie ist Mitglied der iNRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- G. Mraz, O. Becker, M. Brettner, A.Y. Indradiningrat (2018): Neues KKW am Standort Dukovany. Fachstellungnahme zur Umweltverträglichkeitsprüfung. Erstellt im Auftrag des BMNT Abteilung I/6 Allgemeine Koordination von Nuklearangelegenheiten, Umweltbundesamt REP-0639, Wien.
- O. Becker: Atomstrom (2018): Sicher, sauber, alles im Griff? Aktuelle Probleme und Gefahren bei deutschen Kernkraftwerken. Studie von Diplom-Physikerin Oda Becker unter Mitarbeit von Adhipati Y. Indradiningrat (Kapitel 6) im Auftrag des BUND; April 2018.
- O. Becker, P. Lorenz, A. Wallner (2013): Stress Tests & Lifetime Extension – Critical Review of EU Stress Tests and Lifetime Extension Plans in Bulgaria, Czech Republic, Hungary and Ukraine; Publisher: Austrian Institute of Ecology; Supported by Austrian Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management (BMLFUW).

**Dr. Paul Dorfman** arbeitet als Honorary Senior Research Associate at the UCL Energy Institute, University College London und ist Joseph Rowntree Charitable Trust Nuclear Policy Research Fellow. Er hat die Nuclear Consulting Group gegründet und ist Mitglied der Beratungskommission für Strahlenschutz der irischen Umweltschutzbehörde und der iNRAG. Zu seinen bisherigen Tätigkeiten zählen Secretary to the UK Govt. Scientific Advisory Committee Examining Radiation Risks from Internal Emitters, Experte für das European Economic and Social Committee und Berater für das UK Ministry of Defence Nuclear Submari-

ne Dismantling Project. Außerdem hat er die Fukushima Maßnahmen der European Environment Agency koordiniert.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- P. Dorfman (2019): A Long Goodbye to the Nuclear Monument, In: The Long Goodbye? Managing the Decline of Fossil Fuels, Palgrave MacMillan, forthcoming.
- S. Thomas, P. Dorfman, MV Ramana, S. Morris (2019): Prospects for Small Modular Reactors in the UK & Worldwide, Nuclear Consulting Group.
- P. Dorfman, A. Fucic, S. Thomas (2012): Late Lessons from Chernobyl, Early Warnings from Fukushima, In: Late Lessons from Early Warnings: Science, precaution, innovation, Vol. 2, European Environment Agency, Copenhagen, Seite. 321-345.

**Dr. Matthias Englert** ist leitender Wissenschaftler für Nukleartechnik, Anlagensicherheit und Nichtweiterverbreitung von Kernwaffen am Öko-Institut e.V. in Darmstadt. Durch seine interdisziplinären Tätigkeiten in der naturwissenschaftlichen Friedensforschung ist er außerdem stellvertretender Vorsitzender der INRAG als auch des Forschungsverbunds Naturwissenschaft, Abrüstung und internationale Sicherheit (FONAS) und Co-Sprecher der Arbeitsgruppe Physik und Abrüstung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG). Zuvor war er als wissenschaftlicher Mitarbeiter und zuletzt wissenschaftlicher Koordinator der Interdisziplinären Arbeitsgruppe Naturwissenschaft Technik und Sicherheit (IANUS) an der TU-Darmstadt, und als Stipendiat (Science Fellow) am Center for International Security and Cooperation (CISAC) der Stanford University in Kalifornien tätig.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- V. Ustohalova, M. Englert (2017): Nukleare Sicherheit in Krisengebieten, Öko-Institut e.V.
- C. Pistner, M. Englert (2017): Neue Reaktorkonzepte, Öko-Institut e.V.
- C. Pistner, M. Englert (2017): Sicherheits- und Risikofragen im Nachgang zu den nuklearen Stör- und Unfällen in Japan, Öko-Institut e.V.

**Dr. Friederike Frieß** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften der Universität für Bodenkultur Wien. Sie ist Vorstandsmitglied bei der INRAG und beim Forschungsverbund Naturwissenschaft, Abrüstung und internationale Sicherheit (FONAS). Sie hat an der TU Darmstadt Physik studiert und als Mitglied der Interdisziplinären Arbeitsgruppe Naturwissenschaft Technik und Sicherheit (IANUS) promoviert.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- F. Frieß, W. Liebert (2018): Entschärfung der Atommüllproblematik durch Partitionierung und Transmutation? Beiträge zur Einschätzung des Potentials, In: M. Decker, R. Lindner, S. Lingner, C. Scherz, M. Sotoudeh, (Hrsg.), Grand Challenges meistern - der Beitrag der Technikfolgenabschätzung, Nomos, Baden-Baden.
- W. Liebert, F. Frieß, K. Gufler, N. Arnold (2017): Gutachterliche Stellungnahme zum Forschungsreaktor München II (FRM-II), Nationales Begleitgremium, abgewickelt über das Umweltbundesamt Experten-Gutachten.
- F. Frieß, M. Kütt (2016): BN-800: Spent Fuel Dose Rates and the Plutonium Management and Disposition Agreement, Science and Global Security 24(3):204-209.

**Klaus Gufler, BA**, arbeitete von 2008 bis 2009 am Institut für Risikoforschung der Universität Wien. Seit 2009 arbeitet er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften der Universität für Bodenkultur Wien. Er beschäftigt sich hauptsächlich mit Fragen der Sicherheit von Kernkraftwerken und ist Mitglied der INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- N. Arnold, K. Gufler, M. Kraxberger, N. Müllner (2018): Independent evaluation of nuclear power plant project safety - Looking at examples in Hungary and Finland, Bericht für Greenpeace.
- Gufler, K. (2016): Der Einfluss kerntechnischer Unfälle auf den Ausbau der Kernenergienutzung – Die Beispiele Harrisburg (Three Mile Island), Tschernobyl und Fukushima, In: Nukleare Katastrophen und ihre Folgen – 30 Jahre nach Tschernobyl, 5 Jahre nach Fukushima, W. Liebert, C. Gepp, D. Reinberger (Hrsg.), Berliner Wissenschafts-Verlag.

**Gregory Jaczko, PhD**, beschäftigt sich mit der Wechselwirkung zwischen Wissenschaft, Politik und Aktion. Zurzeit arbeitet er als selbständiger Unternehmer mit Fokus auf erneuerbaren Energien. Er hält zusätzlich Fakultätspositionen an der Princeton University und Georgetown University und war von 2005 bis 2012 Vorsitzender der U.S. amerikanischen Atomaufsichtsbehörde NRC. In dieser Position beeinflusste Dr. Gregory Jaczko maßgeblich die Reaktion der U.S.-amerikanischen Regierung auf den Reaktorunfall in Fukushima, Japan.

Davor arbeitete Dr. Gergory Jaczko für viele Jahre als Congressional Science Fellow für den Kongressabgeordneten Edward Markey. Er hat einen Bachelorabschluss in Physik und Philosophie von der Cornell University und einen Doktor in Physik von der University of Wisconsin-Madison.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- G. Jaczko (2019): Confessions of a rogue nuclear regulator. Simon & Schuster.
- G. Jaczko (2019): I oversaw the U.S. nuclear power industry. Now I think it should be banned. Kommentar in der Washington Post vom 17. Mai 2019.

**Dr. Georgui Kastchiev** ist Kernphysiker und war ab 2001 bis zu seiner Pension Wissenschaftlicher Mitarbeiter des Instituts für Sicherheits- und Risikowissenschaften an der BOKU Wien. Davor hat er für 17 Jahre im bulgarischen Kernkraftwerk Kosloduj gearbeitet und war dann Leiter der nuklearen Aufsichtsbehörde in Bulgarien. Er ist Mitglied der INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- G. Kastchiev (2013): Bottlenecks, Klima- und Energiefonds (KLIEN), 61.
- N. Müllner, W. Liebert, W. Kromp, S. Sholly, G. Kastchiev, K. Gufler, N. Arnold, W. Renneberg (2013): Die zukünftige Rolle der Kernenergie in Europa; Häufig gestellte Fragen (FAQ), Lebensministerium.
- G. Kastchiev, R. Lahodynsky, N. Müllner, W. Kromp und H. Kromp-Kolb (2007): Nukleare Sicherheit, In: H. Kromp-Kolb und A. Molin (Hrsg.), Kernenergie, Klimaschutz und Nachhaltigkeit 1, 312; BML-FUW, Wien.

**Prof. Wolfgang Kromp** war Gründer und Leiter des Instituts für Sicherheits- und Risikoforschung in Wien und ist zurzeit außerordentlicher Universitätsprofessor der Universität Wien und Mitarbeiter am Zentrum für Globalen Wandel und Nachhaltigkeit. Er berät die Stadt Wien in Fragen der nuklearen Sicherheit und ist Mitglied der INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- W. Kromp, R. Kromp, I. Andreev, I. Andreeva, J. Al-Kattib, E. Grohs, M. Litschauer, P. Weish, S. Schmid, J. Göllner, C. Meurers, A. Peer, P. Prah, M. Schuster, M. Eichhübl, A. Hämmerle, N. Fürstenhofer (2017): Großflächige Dekontamination: Lernen aus den praktischen Erfahrungen von Tschernobyl, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) und Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) (Hrsg.), KIRAS-Projektband 2013-2015.
- W. Kromp, H. Kromp-Kolb (2016): Tschernobyl und Fukushima gemeinsame Ursachen jenseits der Technik, In: Nukleare Katastrophen und ihre Folgen – 30 Jahre nach Tschernobyl, 5 Jahre nach Fukushima, W. Liebert, C. Gepp, D. Reinberger (Hrsg.), Berliner Wissenschafts-Verlag.
- W. Kromp (2013): Risiken der Gier nach Energie, In: Ethik und Ressourcenverknappung, H. Kromp-Kolb u. T. Gerersdorfer im Auftrag der Initiative Weltethos Österreich, LIT Verlag Wien Berlin.

**Prof. em. Helga Kromp-Kolb** ist Meteorologin und Klimaforscherin und war Leiterin des Zentrums für Globalen Wandel und Nachhaltigkeit in Wien und Vorsitzende des Senates der Universität für Bodenkultur Wien. Für ihre Arbeiten und Verdienste im Umweltschutz und Klimaforschung wurde sie mehrfach ausgezeichnet. Sie ist Gründungsmitglied der Allianz Nachhaltiger Universitäten in Österreich, Vorsitzende des Forums Wissenschaft und Umwelt und Mitglied der INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- G. Hagedorn, H. Kromp-Kolb et al. (2019): Concerns of young protesters are justified, *Science* 364(6436): 139-140.
- H. Kromp-Kolb, H. Formayer (2018), Plus zwei Grad, Molden, Wien, Graz, 2018.

**Stephan Kurth** ist Gruppenleiter für Nukleartechnik und Anlagensicherheit am Öko-Institut e.V. in Darmstadt, Experte für Auswertung von Zwischenfällen und hat Betriebserfahrungen in Kernkraftwerken. Er hat für die Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit an der Aktualisierung des kerntechnischen Regelwerks und an der sicherheitstechnischen Überprüfung von Anlagenkonzepten gearbeitet.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- S. Mohr, S. Kurth, C. Pistner, J. Krohn, S. Thomas, T. Vanden Borre, M. Faure, J. Haverkamp (2014): Lifetime extension of ageing nuclear power plants: Entering a new era of risk, Bericht für Greenpeace.
- C. Pistner, M. Brettner, C. Küppers, S. Kurth, S. Mohr (2012): Analyse der Ergebnisse des EU-Stresstest der Kernkraftwerke Fessenheim und Beznau, Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg.

**Dipl.-Ing. Dieter Majer** war 37 Jahre leitender Aufsichtsbeamter für kerntechnische Sicherheit und Strahlenschutz in verschiedenen Landes- und Bundesministerien Deutschlands. Er hat in dieser Zeit maßgeblich an der Fortentwicklung der nuklearen Sicherheitsvorschriften mitgearbeitet und die Umsetzung der Sicherheitsvorschriften in deutschen Kernkraftwerken und anderen kerntechnischen Anlagen stark mitgeprägt. Dieter Majer war Mitglied verschiedener nationaler und internationaler Gremien zur Fortentwicklung der kerntechnischen Sicherheit. Seit seiner Pensionierung im Jahr 2011 hat er verschiedene Regierungen und Bürgerinitiativen zum Thema nukleare Sicherheit beraten. Er ist Mitglied in einer Beratergruppe für den BUND und Mitglied bei der INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- D. Majer (2013): Das Risiko ist nicht mehr kalkulierbar, Magazin der Schweizerischen Energie-Stiftung SES-1.



- D. Majer (2013): Gutachterliche Stellungnahme zur Gefährlichkeit des KKW Brokdorf.
- D. Majer (2012): Abschlussbericht zum Stresstest für das Kernkraftwerk Cattenom.

**Yves Marignac** ist französischer Experte für nukleare Sicherheit und Energiefragen. Seit 2003 ist er geschäftsführender Direktor der Agentur zu Energiefragen WISE-Paris. In der Vergangenheit hat er wiederholt die französische Regierung in Nuklear- und Energiefragen beraten. Im Jahr 2012 hat er den Nuclear-Free-Future Award für seinen Beitrag zum negaWatt-Szenario gewonnen. Er ist Mitglied des International Panel on Fissile Materials und der INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- Y. Marignac, M. Besnard (2015): The french nuclear industry dead lock, WISE Paris, Bericht für Greenpeace Frankreich.
- T. Salomon, M. Jadliczka, Y. Marignac (2015): Manifeste MégaWatt : En route pour la transition énergétique !, Actes Sud Editions.
- M. Schneider, Y. Marignac (2008), Spent Nuclear Fuel Reprocessing in France, IPFM Research Report Nr. 4.

**Prof. Dr.-Ing. habil. Manfred Mertins** ist Professor für das Fachgebiet Kritische Infrastrukturen und Reaktorsicherheit an der TH Brandenburg. Er ist seit Abschluss des Studiums in 1972 ununterbrochen mit Fragen der Reaktorsicherheit beschäftigt. Seit 2003 bis zur Veröffentlichung des kerntechnischen Regelwerks „Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke“ in 2012 war er in der GRS gGmbH als Projektleiter für diese Aufgabe tätig. Prof. Mertins hat im Auftrag u. a. der Fraktion der Grünen/EFA im Europaparlament, von Greenpeace, der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen sowie des österreichischen Umweltbundesamtes zu den KKW Gundremmingen und Neckarwestheim in Deutschland, zu den KKW Fessenheim und Cattenom in Frankreich, zum KKW Tihange in Belgien, zu den KKW in der Schweiz, zum KKW Mochovce in der Slowakei sowie zur Frage der Laufzeitverlängerung in Betrieb befindlicher KKW gutachterliche Stellungnahmen erstellt bzw. daran mitgewirkt. Prof. Mertins hat international mitgewirkt bei der IAEA an der Erarbeitung der Specific Safety Requirements NS-R-2.1, SAFETY OF NUCLEAR POWER PLANTS: DESIGN sowie bei WENRA an den WENRA Reactor Safety Reference Levels.

**Mag<sup>a</sup>. Gabriele Mraz, MA**, hat Ernährungswissenschaften mit Schwerpunkt Radioökologie und Internationale Genderforschung & Feministische Politik studiert. Sie ist seit 1988 wissenschaftliche Mitarbeiterin und Projektleiterin am Österreichischen Ökologie-Institut, weiters Expertin bei der pulswerk GmbH, dem Beratungsunternehmen des Österreichischen Ökologie-Instituts. Ihre Arbeitsschwerpunkte umfassen Transparenz und Beteiligung in Nuklearverfahren. Strahlenschutz und Strahlenwirkung, radioaktive Abfälle, Gender und Nachhaltigkeit und Ernährung. Sie ist Mitglied bei Nuclear Transparency Watch und Mitglied bei der INRAG. Im Auftrag des BMK leitete sie die ARGE SUP Nukleare Entsorgungsprogramme, derzeit leitet sie die BIEGE Nuklearexpertise und verfasst regelmäßig Expertisen im Rahmen von UVPs für Nuklearanlagen. Weiters leitet sie das Joint Project – Nuclear Risk & Public Control. Sie ist als Expertin der Zivilgesellschaft im EURATOM Forschungsprojekt EURAD tätig. Weiters ist sie Mitglied des österreichischen Nationalen Entsorgungsbeirats.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- O. Becker, M. Mertins, G. Mraz (2021): Frankreich: Konsultation zu den Bedingungen für den Weiterbetrieb der 900-MW-Reaktoren über 40 Jahre hinaus. Fachstellungnahme. Erstellt im Auftrag des BMK, Abt. VI/9 Allgemeine Koordination von Nuklearangelegenheiten, REP-0752, Wien.

- O. Becker, G. Mraz (2020): Loviisa 1&2 Lifetime Extension. Environmental Impact Assessment. Scoping. Expert Statement. Erstellt im Auftrag des BMK, Abt. VI/9 Allgemeine Koordination von Nuklearangelegenheiten, REP-0747, Wien.
- O. Becker, G. Mraz (2019): EIA NPP Khmel'nitsky 3&4, Procedure 2019, Expert Statement, Commissioned by Austrian Ministry of Sustainability and Tourism Directorate I/6 General Coordination of Nuclear Affairs, REP-0692, Wien.

**Dr. Nikolaus Müllner** ist stellvertretender Direktor am Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften in Wien und Experte im Bereich der nuklearen Sicherheit und Thermohydraulik von Reaktoren, Genehmigung von Nuklearanlagen, und deterministische und probabilistische Analyse von schweren nuklearen Unfällen und Unfallursachen. Er ist Vorsitzender der INRAG, österreichischer Vertreter bei der IAEA und Berater des österreichischen Ministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus, Nuklearkoordination. Zuvor war er an der technischen Universität Pisa Teil der nuklearen Forschungsgruppe San Piero a Grado.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- N. Arnold, K. Gufler, M. Kraxberger, N. Müllner (2018): Independent evaluation of nuclear power plant project safety - Looking at examples in Hungary and Finland, Bericht für Greenpeace.
- N. Müllner (2017): Sicherheitsauslegung und verbundene Probleme bestehender Reaktoren: Nachrüstung auf aktuellen Stand von Wissenschaft und Technik falls „vernünftigerweise angemessen“, Tagungsband zum 8. Wiener Nuklearsymposium: Europas alternde Kernreaktorflotte.
- N. Müllner (2016): Die Unfallursachen von Tschernobyl – menschliches Fehlverhalten und unzulängliches Reaktorkonzept?, In: Nukleare Katastrophen und ihre Folgen – 30 Jahre nach Tschernobyl, 5 Jahre nach Fukushima, W. Liebert, C. Gepp, D. Reinberger (Hrsg.), Berliner Wissenschafts-Verlag, Seite 57-74.

**Dr. Christoph Pistner** ist Bereichsleiter für Nukleartechnik und Anlagensicherheit am Öko-Institut e.V. in Darmstadt. Des Weiteren ist er Mitglied der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) sowie im Ausschuss Anlagen- und Systemtechnik (AST) der RSK und Mitglied im Facharbeitskreis Probabilistische Sicherheitsanalyse für Kernkraftwerke (FAK PSA). Außerdem ist er Vorstandsmitglied im Forschungsverbund Naturwissenschaft, Abrüstung und internationale Sicherheit (FONAS) und Mitglied von INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- C. Pistner, M. Englert (2017): Neue Reaktorkonzepte, Öko-Institut e.V.
- C. Pistner, M. Englert (2015): Sicherheits- und Risikofragen im Nachgang zu den nuklearen Stör- und Unfällen in Japan, Öko-Institut e.V.

**Prof. Wolfgang Renneberg** ist Physiker und Jurist und leitet das Büro für Atomsicherheit nachdem er von 1998 bis 2009 Abteilungsleiter für Reaktorsicherheit, Strahlenschutz und Entsorgung beim deutschen Bundesumweltministerium gewesen ist. Zu seinen anderen bisherigen Tätigkeiten zählen Sprecher des Hamburger Amtes für Umweltschutz und Professor am Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften in Wien. Er hat zahlreiche Studien zu Sicherheit und Risiken von Kernkraftwerken und nuklearen Anlagen verfasst und beaufsichtigt, und ist Mitglied von INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- W. Renneberg (2011): Laufzeitverlängerung und nukleare Sicherheit – zum rechtlichen und technischen Zusammenhang von 11. und 12. AtG Novelle, Zeitschrift für neues Energierecht 15(2), S. 106–113.

- W. Renneberg (2010): Risiken alter Kernkraftwerke, Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90 / Die Grünen.

**Dr. Michael Schöppner** ist Physiker und Wissenschaftler am Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften in Wien und als unabhängiger Forscher und Berater in den Bereichen technische Verifikation von nuklearen Rüstungskontrollabkommen und Auswirkungen von nuklearen Unfällen tätig. Außerdem kollaboriert er mit dem International Panel on Fissile Materials und der INRAG. Zuvor hat er für das Program on Science and Global Security der Princeton University, USA, und die CTBTO gearbeitet.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- E. Lyman, M. Schoeppner, F. von Hippel (2017): Nuclear safety regulation in the post-Fukushima era, *Science* 356(6340):808-809.
- F. von Hippel, M. Schoeppner (2017): Economic Losses from a Fire in a Dense-Packed U.S. Spent Fuel Pool, *Science and Global Security* 25(2):80-92.
- F. von Hippel, M. Schoeppner (2016): Reducing the Danger from Fires in Spent Fuel Pools, *Science and Global Security* 24(3):141-173.

**Emmerich Seidelberger** ist ehemaliger Stellvertreter des Instituts für Sicherheits- und Risikowissenschaften (ISR) an der BOKU Wien. Zuvor hat er zwölf Jahre als Reaktortechniker bei Siemens gearbeitet. Dabei war er im Bereich der Notkühlsysteme tätig. Seit 2013 ist er als unabhängiger Berater tätig. Emmerich Seidelberger ist Mitglied von INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- E. Seidelberger et al. (1978): Models of reflood heat transfer and hydraulics in a heated rod bundle and their application to post-test analysis of PKL-reflood experiments, Konferenzbeitrag, European Two Phase Flow Meeting, Stockholm, Schweden.
- E. Seidelberger (1976): Berechnung des Kernflutens bei gleichzeitiger Heiß- und Kalteinspeisung mit WAK-2, Konferenzbeitrag bei der Reaktortagung in Düsseldorf.
- E. Seidelberger et.al (1972): Flooding experiments in a single tube and in a 340 Rod bundle test section with PWR Geometry, Konferenzbeitrag European Two Phase Flow Meeting, Casaccia, Italien.

**Prof. em. Stephen Thomas** hat 40 Jahre zu Themen der Energiepolitik an der University of Sussex (1976-2000) und der University of Greenwich, London (2001-2015) geforscht. Sein Fokus liegt vor allem auf Nuklearennergie und deren Ökonomie, Betriebsverhalten und Stilllegung. Außerdem war er als Consultant bezüglich nuklearer Themen für die IAEA, die EBRD (Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung) und die Regierungen von Brasilien und Südafrika tätig. Er ist Mitglied der INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- S. Thomas (2019): Is it the end of the line for Light Water Reactor technology or can China and Russia save the day?, *Energy Policy*, 125, p 119-125.
- S. Thomas (2016): The Hinkley Point decision: An analysis of the policy process' *Energy Policy*, 96, 421-431.
- S. Thomas (2007): Comparison among different decommissioning funds methodologies for nuclear installations: Country Report United Kingdom, European Commission Directorate-General Energy and Transport, H2 Service Contract TREN/05/NUCL/So7.55436.

**Dr. Ilse Tweer** ist Physikerin und Consultant für Reaktorsicherheit und speziell für Reaktorwerkstoffe und Versprödung. Außerdem ist sie externe Mitarbeiterin an den Fachinformationszentren FIZ Karlsruhe und WTI-Frankfurt in den Bereichen Kerntechnik, Werkstoffe, Strahlenschädigung und Nuklearmedizin. Des Weiteren arbeitet sie als externe Mitarbeiterin am Institut für Sicherheits- und Risikoforschung der Universität für Bodenkultur in Wien und ist Mitglied der INRAG.

Ausgewählte Veröffentlichungen:

- I. Tweer, W. Renneberg (2007): Material Problems in Reactor Pressure Vessels: Doel 3 / Tihange 2, INRAG Nuclear Risk Report Excerpt.
- I. Tweer (2007): Beprobung von Reaktorkomponenten beim Rückbau von Kernkraftwerken. Ein Fragenkatalog zu verschiedenen Problembereichen der Materialalterung, EU-Grüne.
- I. Tweer (2005): Flawed Reactor Pressure Vessels in the Belgian NPPS Doel 3 and Tihange 2 Comments on the FANC Final Evaluation Report 2015, EU-greens-efa.

## Literaturverzeichnis

- Adelman, O. (2019): EDF Energy faces technical hurdles to life extension plans: academic, Nucleonics Weekly, Jg. 60, Nr. 2.
- Anschober, R. (2019): Tschechien plant Verlängerung der Betriebsgenehmigung von Temelin um Jahrzehnte – neues Rechtsgutachten für Durchsetzung einer UVP-Pflicht liegt vor. Presseaussendung vom 23.9.2019.
- Asmolow, V., Ponomarev-Stepnov, N. N., Strizhov, V. und Sehgal, B. R. (2002): Challenges Left in the Area of In-Vessel Melt Retention, In: Nuclear Engineering and Design, Jg. 209, Nr. 1–3, S. 87–96.
- ASN (2011): Complementary Safety Assessments of the French Nuclear Power Plants (European “Stress tests”), Report by the French Nuclear Safety Authority.
- Assemblée Nationale (2018) : Rapport, Au nom de la Commission D’Enquete sur la sûreté et la sécurité des installations nucléaires, Président Christophe MP., Rapporteure Mme Pompili B., Tome II, Comptes rendus des auditions, 2018. [https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/15/rapports/cenucl/l15b1122-tii\\_rapport-enquete](https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/15/rapports/cenucl/l15b1122-tii_rapport-enquete)
- ASTM E1921-19a, Standard Test Method for Determination of Reference Temperature, To, for Ferritic Steels in the Transition Range, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2019.
- ATPP (2001): Safety Aspects of Temelin Nuclear Power Plant, Austrian Technical Position Paper, Wien.
- Austrian Report (2001): Austrian Report to the Expert Mission with Trilateral Participation According to Chapter IV of the Protocol of the Negotiations between the Czech and the Austrian Government Led by Prime Minister Zeman and Federal Chancellor Schüssel with the Participation of Commissioner Verheugen, Rev. 1, January 2001, ETE Austrian Report to Trialogue\_31-01-01\_rev. 1-Umweltbundesamt.
- Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) (2020): 4th periodic safety review of the 900 MWe reactors: ASN plans consulting the public at the end of 2020. ASN, 2020. <http://www.french-nuclear-safety.fr/Information/News-releases/4th-periodic-safety-review-of-the-900-MWe-reactors>
- Baumann, M., Becker, O., Hietler, P., Pauritsch, G., Pladerer, C., Schenk, C., Schmidl, J. und Schuch, A. (2014): Fachstellungnahme zum Energiekonzept der Tschechischen Republik im Rahmen der grenzüberschreitenden strategischen Umweltprüfung, Im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. REP-0453, Wien.
- Baylon, C., Brunt, R. und Livingstone, D. (2015): Cyber Security at Civil Nuclear Facilities – Understanding the Risks, Chatham House Report.
- Becker, O. (2014): Gefahr aus der Luft – Drohnenüberflüge bedrohen französische Atomanlagen, Risikoanalyse am Beispiel der KKW Fessenheim, Cattenom und Gravelines, Kurzstudie erstellt im Auftrag von Greenpeace Deutschland e.V.
- Becker, O. (2017): Nuclear Risk & Public Control: The Joint Project Working Paper on possible terrorist threats and necessary nuclear security measures for NPPs and interim storages.
- Becker, O. (2018): Atomstrom 2018: Sicher, sauber, alles im Griff? Aktuelle Probleme und Gefahren bei deutschen Atomkraftwerken. Studie im Auftrag des BUND; April 2018.

- Becker, O. und Lorenz, P. (2013): Critical Review of the National Action Plans (NACp) of the EU Stress Tests on Nuclear Power Plants; Bericht im Auftrag von Greenpeace.
- Becker, O., Brettner, M., Hirsch, H., Indradiningrat, A. Y., Pauritsch, G., Schübl, J. und Wallner, A. (2014): KKW Bohunice Neubau, Fachstellungnahme zum Entwurf einer Umweltverträglichkeitserklärung (UVP-Scoping-Dokument) im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Abteilung V/6 Nuklearoordination (GZ BMLFUW-UW/1.1.2/0003-V/6/2011).
- Becker, O., Neumann, W., Indradiningrat, A. Y., Hirsch, H., und Wallner, A. (2014a): Zwischenlager für abgebrannte Brennelemente am KKW Standort Mochovce – Fachstellungnahme zum UVP-Scoping-Dokument, erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Projektleitung Abteilung V/6 „Nuklearoordination“ GZ BMLFUW-UW.1.1.2/0006-V/6/2013 sowie des Landes Niederösterreich.
- BEIS (2017): The United Kingdom’s Seventh National Report on Compliance with the Convention of Nuclear Safety Obligations, BEIS (UK Govt. Dept Business, Energy, and Industrial Strategy).
- Bel V (2015): Quasi-laminar flaw indications in the Doel 3 and Tihange 2 reactor pressure vessels, Final Evaluation Report.
- Bens, J (2016): What Keeps Me Awake -Security of Nuclear facilities in Belgium in a period of increased threat, Eurosafe 7.+8. November 2016, München.
- Bizet R., Bonev P., Lévêque F. (2017): Sind ältere Kernreaktoren weniger sicher? Beweise aus Vorfallsberichten der französischen Flotte, CNRS, UMR.
- Bogaerts, W. F. (2018):Tihange 2 RPV Material Integrity: New Inspections & “New” Cracks Mechanisms for Instability and Potential Growth of ‘Hydrogen Flakes’ during reactor operation, INRAG Meeting Aachen April 2018, [http://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/05/Aachen2018\\_Nuclear\\_Bogaerts-1.pdf](http://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/05/Aachen2018_Nuclear_Bogaerts-1.pdf). [6-10-2019].
- Boonen, R. (2018): Unsolved problems of the material structure of the Doel 3 / Tihange 2 reactor pressure vessels, INRAG Meeting Aachen April 2018, <http://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/04/INRAGKonferenz2018ReneBoonen.pdf>. [6-10-2019].
- Bosselli M. (2020): EDF plans to close 14 reactors at seven nuclear power plants, Reuters, 2020. <https://www.montelnews.com/en/story/edf-plans-to-close-14-reactors-at-seven-nuclear-power-plants/1080556>
- Brumovský, M. (2009): Irradiation Embrittlement Issues in WWER RPVs, Joint ICPTP/IAEA Workshop on effects of Mechanical Properties and Mechanisms Governing the Irradiation-induced Embrittlement or pressure vessel steels.
- Brumovský, M. (2012): IAEA-NULIFE VERLIFE – Procedure for integrity and lifetime assessment of components and piping in WWER NPPs during operation – Tool for LTO, Konferenzbeitrag 3. International Conference on Nuclear Power Plant Life Management (PLiM) for Long Term Operation, IAEA-CN-194.
- Brumovský, M. (2014): Guidelines for Integrity and Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs during Operation (VERLIFE), 1st International Conference on Structural Integrity, ICONS-2014, Procedia Engineering 86 (2014) 308 – 314.

- Brumovský, M. (2018): General Introduction: RPV, Training School 3.-7. September 2018, Polytechnic University of Valencia, Spain.
- BTag (2017): Deutscher Bundestag Drucksache 18/13337 18., 17.08.2017, Antwort auf eine kleine Anfrage der Abgeordneten Sylvia Kötting-Uhl, Oliver Krischer, Britta Haßelmann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN.
- Bundesamt für kerntechnische Entsorgungssicherheit (BfE) (2018): Kernkraftwerke in Deutschland, Meldepflichtige Ereignisse seit Inbetriebnahme, <https://www.bfe.bund.de/DE/kt/ereignisse/standorte/Kernkraftwerk/Kernkraftwerk.html>. [6.10.2019].
- Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) (2007): Abschlussbericht zu Forschungsvorhaben SR2521: Analyse und Bewertung des Gefährdungspotenzials durch Korrosion in deutschen LWR.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2002): Schutz der deutschen Kernkraftwerke vor dem Hintergrund der terroristischen Anschläge in den USA vom 11. September 2001 – Ergebnisse der GRS-Untersuchungen aus dem Vorhaben „Gutachterliche Untersuchungen zu terroristischen Flugzeugabstürzen auf deutsche Kernkraftwerke.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2005): Ausgewählte probabilistische Brandanalysen für den Leistungs- und Nichtleistungsbetrieb einer Referenzanlage mit Siedewasserreaktor älterer Bauart, Schriftenreihe Reaktorsicherheit und Strahlenschutz, BMU- 2005-666.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2008): Übertragung von Elektrizitätsmengen von Kernkraftwerk Neckarwestheim II auf Block I; AZ RS I 3 – 14206/48.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2016): Übereinkommen über nukleare Sicherheit, Bericht der Regierung der Bundesrepublik Deutschland für die Siebte Überprüfungstagung im März / April 2017.
- Causse, M., Cornou, C., Maufroy, E. et al. (2021): Exceptional ground motion during the shallow Mw 4.9 2019 Le Teil earthquake, France. Commun Earth Environ 2, 14 (2021). <https://doi.org/10.1038/s43247-020-00089-0>
- CEZ (2018): The Dukovany Nuclear Power Plant, 2018, <https://www.cez.cz/en/power-plants-and-environment/nuclear-power-plants/dukovany.html> [27.09.2019].
- CNS (2016): Seventh Meeting of the Contracting Parties to the Convention on Nuclear Safety, Kingdom of Belgium, National Report.
- Commission de Recherche et d'Information Indépendantes sur la Radioactivité (CRIIRAD) (2019): Réacteurs nucléaires de 900 Mwe -Et si l'échéance des 40 ans n'était que poudre aux yeux?
- Department of Trade & Industry (DTI) (2016): The Energy Challenge Energy: Review Report, HMSO, Norwich S. 17.
- Department of Trade & Industry (DTI) (2018): Meeting the Energy Challenge, A White Paper on Nuclear Power, HMSO, Norwich, S. 61.
- Dombret, P., Bogaert, A. S. und Somville, F. (2013): A Review of Inspections Conducted on Belgian Reactor Pressure Vessels affected by hydrogen Flaking, Tractebel.
- Dorfman P. (2017): Stuhl: Gipfel zum Management und zur Verlängerung der Lebensdauer von Kernkraftwerken, 6. und 7. Dezember in Antwerpen, Belgien, 2017



- ECJ C-411/17 (2019): Inter-Environnement Wallonie und Bond Beter Leefmilieu Vlaanderen, Urteil des Gerichtshofs (Große Kammer) 29. Juli 2019. <https://curia.europa.eu/juris/liste.jsf?num=C-411/17>.
- EDU (2017/18): EDU CEZ BET 2017/2018
- EDU/Rez (1999): Dukovany Nuclear Power Plant Safety, International Conference on Strengthening of Nuclear Safety in Eastern Europe Vienna, June 14-18, 1999.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2010-2014): Aufsichtsberichte 2010, 2011, 2012, 2013, 2014 zur nuklearen Sicherheit in den schweizerischen Kernanlagen; Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2011): Alterungsüberwachung Richtlinie für die schweizerischen Kernanlagen.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2011a): Sicherheitstechnische Stellungnahme zum Langzeitbetrieb des Kernkraftwerks Beznau Block 1 und Block 2.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2013): Aufsichtsbericht 2013 zur nuklearen Sicherheit in den schweizerischen Kernanlagen.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2014): EU Stress Test, Swiss National Action Plan.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2014): Stellungnahme zur Studie Risiko Altreaktoren Schweiz, ENSI-AN-8874.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2015): 11/2009, Forderungen des ENSI für den Weiterbetrieb des Kernkraftwerks Mühleberg bis Ende des Jahres 2019.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2015a): ENSI legt Erdbebengefährdung für die Kernkraftwerkstandorte fest, <http://www.ensi.ch/de/2015/12/22/ensi-legt-erdbengefaehrung-fuer-die-kernkraftwerkstandorte-fest/> [6.10.2019].
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2015b): Technische Mitteilung TM-530-RB15056, Sicherheitsnachweis für RDB-Integrität von Block 2.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2015c): ENSI überwacht Austausch des Reaktordeckels in Beznau; Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI); 11. März 2015; <http://www.ensi.ch/de/2015/03/11/ensi-ueberwacht-austausch-des-reaktordeckels-in-beznau/> [6.10.2019].
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2016a): Aktualisierte Gefährdungsannahmen für Erdbeben erfordern neuen Sicherheitsnachweis der Schweizer Kernkraftwerke, 30. Mai 2016; <https://www.ensi.ch/de/themen/pegasos-erdbeben-schweizer-kernkraftwerke/> [6.10.2019].
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2016b): Notkühlwasser in den KKW in der Schweiz, <https://www.ensi.ch/de/technisches-forum/notkuehlwasser-in-den--in-der-schweiz/> [6.10.2019].
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2017): Gutachten zum Stilllegungsprojekt des Kernkraftwerks Mühleberg.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2018): Stellungnahme zum Gutachten des Ökoinstituts zum Sicherheitsstatus des Kernkraftwerks Beznau, Aktennotiz.
- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2018a): EU-Abschlussbericht zum Alterungsmanagement in Kernkraftwerken veröffentlicht. <https://www.ensi.ch/de/2018/12/06/eu-abschlussbericht-zum-alterungsmanagement-in-kernkraftwerken-veroeffentlicht/> [6.10.2018].



- Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI) (2018b): Neue Untersuchungen zum Schutz der Schweizer KKW gegen einen vorsätzlichen Flugzeugabsturz abgeschlossen, <https://www.ensi.ch/de/themen/flugzeugabsturz/> [6.10.2019]
- Elter, J. und Matejovic, P. (2007): Proposal of In-Vessel Corium Retention Concept for Paks NPP.
- Enel und Slovenske Elektrarne (2012): Mochovce Nuclear Power Plant Units 3&4, Preliminary Safety Analysis Report, Summary.
- engie-Electrabel (2017): 10 zusätzliche Jahre Sicherheit for Doel 1 und Doel 2 Projekt zum Langzeitbetrieb von Doel 1 und Doel 2.
- engie-Electrabel (2018), Kernkraftwerk Tihange, <http://corporate.engie-electrabel.be/de/lokaler-erzeugung/spark/kernenergie/tihange/%5B6-10-2019>.
- ENISS (2015): A decade of ENISS achievements and 20 years to go forward for NPP Long Term Operation in Europe; Luc Vanhoenacker; European Nuclear Safety Conference Brussels, 29 Junie 2015.
- ENSREG (2012): Peer review report: Stress Test Peer Review Board stress tests performed on European nuclear power plants.
- ENSREG (2015): National Action Plans Workshop Summary Report, European Nuclear Safety Regulators Group.
- ENSREG (2018a): 1st Topical Peer Review Report “Ageing Management”; European Nuclear Safety Regulator’s Group.
- ENSREG (2018b): 1st Topical Peer Review Report “Ageing Management”, country specific findings European Nuclear Safety Regulator’s Group.
- ENSREG (2019): Guidance on Openness and Transparency for European Nuclear Safety Regulators. Update approved by ENSREG in November.
- ETE ROADMAP (2005): PN2-ETE Road Map According to Chapter IV and V of the “Conclusions of the Melk Process and Follow-Up” Item 1, High Energy Pipe Lines at 28,8 m Level, Final Monitoring Report, Report to the Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management of Austria, Vienna, June 2005, Universität Wien, Seibersdorf Research
- PN3-ETE Road Map According to Chapter IV and V of the “Conclusions of the Melk Process and Follow-Up” Item 2, Qualification of Valves, Final Monitoring Report, Report to the Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management of Austria, Vienna, May 2005, Universität Wien, Seibersdorf Research
- PN4-ETE Road Map According to Chapter IV and V of the “Conclusions of the Melk Process and Follow-Up” Item 4 Integrity of Primary Loop Components – Non Destructive Testing (NDT) Final Monitoring Report Report to the Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management of Austria Vienna, May 2005, Enconet Consulting
- PN5-ETE Road Map According to Chapter IV and V of the “Conclusions of the Melk Process and Follow-Up” Item 5 Qualification of Safety Classified Components Final Monitoring Report Report to the Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management of Austria Vienna, May 2005, Enconet Consulting
- PN6-ETE Road Map According to Chapter IV and V of the “Conclusions of the Melk Process and Follow-Up” Item 6, Site Seismicity, Final Monitoring Report, Report to the Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management of Austria, Vienna, May 2005, Universität Wi-

en, VCE

PN7b-ETE Road Map According to Chapter IV and V of the “Conclusions of the Melk Process and Follow-Up” Item 7b Severe Accidents Related Issues Final Monitoring Report Report to the Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management of Austria Vienna, June 2005, Universität Wien, Seibersdorf Research, Enconet Consulting

PN9-ETE Road Map According to Chapter IV and V of the “Conclusions of the Melk Process and Follow-Up” Item 3 Reactor Pressure Vessel Integrity and Pressurised Thermal Shock Final Monitoring Report Report to the Federal Ministry of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management of Austria Vienna, June 2005, Universität Wien, Seibersdorf Research, [https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/themen/energie/kernenergie/verfahren/tschechien/temelin/roadmap/pn9\\_fmr.pdf](https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/themen/energie/kernenergie/verfahren/tschechien/temelin/roadmap/pn9_fmr.pdf)

EU (2014): RICHTLINIE DES RATES 2014/87/EURATOM vom 8. Juli 2014 zur Änderung der Richtlinie 2009/71/Euratom über einen Gemeinschaftsrahmen für die nukleare Sicherheit kerntechnischer Anlagen.

F. Fichot et al. (2016): Main Physical questions raised by IN-Vessel Melt Retention, Präsentation auf dem International Workshop on In-Vessel Retention, Aix en Provence, 6-7 June 2016.

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2012): Belgian stress tests National report on nuclear power plants - Man-made events.

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2013a): Doel 3 and Tihange 2 reactor pressure vessels, Provisional evaluation report.

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2013b): Doel 3 and Tihange 2 reactor pressure vessels, final evaluation report.

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2015a): Flaw indications in the reactor pressure vessels of Doel 3 and Tihange 2 Final Evaluation Report 2015.

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2015b): Doel 3 and Tihange 2 issue International Review Board Final Report 2015.

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2016): Pas d'évolution des flocons d'hydrogène à Doel 3, <https://afcn.fgov.be/fr/content/pas-devolution-des-flocons-dhydrogene-doel-3> [6.10.2019].

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2017a): Centres nucléaire en Belgique, Situation des autres réacteurs belges, <https://afcn.fgov.be/fr/dossiers-dinformation/centrales-nucleaires-en-belgique/actualite/indications-de-defaults-dans-les> [6.10.2019].

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2017b): Pas d'évolution des flocons d'hydrogène à Tihange 2, FANC 2017-05-05, <https://afcn.fgov.be/fr/content/pas-devolution-des-flocons-dhydrogenea-tihange-2> [6.10.2019].

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2017c): Doel 3/Tihange 2: Réaction de l'AFCN sur les critiques des professeurs de la KU Leuven, <https://afcn.fgov.be/fr/actualites/doel-3tihange-2-reaction-de-lafcn-sur-les-critiques-des-professeurs-de-la-ku-leuven> [6.10.2019].

Federal Agency of Nuclear Control (FANC) (2018): Dégradation du béton à Doel et Tihange, <https://afcn.fgov.be/fr/dossiers-dinformation/centrales-nucleaires-en-belgique/actualite/degradation-du-beton> [6.10.2019].

- Formayer H und Fritz, A. (2017): Temperature dependency of hourly precipitation intensities - surface versus cloud layer temperature, in: International Journal for Climatology, Jg. 37, Nr. 1-10.
- Foy, M. (2018): Chief UK Nuclear Regulator, Personal Communication, Paul Dorfman, 2018.
- Garribba, Massimo (2015): The Revised EU Nuclear Safety Directive, 46th Annual Meeting on Nuclear Technology 2015, Berlin, 6.-8. Mai 2015.
- Gerard, R. (1999): Life Management of Doel 1-2 reactor pressure vessels, Konferenzbeitrag bei 7<sup>th</sup> Conference on Nuclear Engineering, Tokyo.
- Gerichtshof (2019): Das belgische Gesetz über die Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke Doel 1 und Doel 2 wurde ohne die erforderlichen vorherigen Umweltverträglichkeitsprüfungen erlassen. Pressemitteilung Nr. 100/19. Luxemburg, den 29. Juli 2019.
- Global 2000 (2018): KKW Mochovce: Geleakter WANO-Bericht enthüllt grobe Sicherheitsmängel.
- Goethem, G. van, Martin Bermejo, J., Zurita, A. und Lemaître, P. (2000): EC Co-Sponsored Research Activities in Operational Safety of Existing Installations.
- Greenpeace (2014): Lifetime extension of ageing nuclear power plants: Entering a new era of risk.
- Greenpeace, WISE (2021): Communication to the Aarhus Convention Compliance Committee concerning the compliance review of the Netherlands with the Aarhus Convention after the findings of the ACCC in ACCC/C/2014/104 for the Seventh Session of the Meeting of Parties of the Convention. 17 February 2021. [https://unece.org/sites/default/files/2021-02/frCommC104\\_17.02.2021\\_update.pdf](https://unece.org/sites/default/files/2021-02/frCommC104_17.02.2021_update.pdf).
- GRS (2016): GRS Weiterentwicklung und Erprobung des Rechen-programms PROST zur probabilistischen und deterministischen Bewertung von Rohrleitungen und Behältern im Rahmen von Leck-vor-Bruch Nachweisen; Klaus Heckmann; Jürgen Sievers; Jens Arndt; Christoph Bläsius; Juli 2016, GRS – 422, ISBN 978-3-946607-04-5 <https://www.grs.de/sites/default/files/pdf/grs-422.pdf>
- GRS (2020): GRS PROST 5 Weiterentwicklung der Analysemethoden zur Bewertung des Leck-vor-Bruch-Verhaltens metallischer Komponenten einschließlich Leckratenbestimmung; Klaus Heckmann; Jürgen Sievers, April 2020, GRS – 584, ISBN 978-3-947685-70-7 <https://www.grs.de/sites/default/files/pdf/grs-584.pdf>
- Güldner, R. (2017): Eröffnungsrede, Jahrestagung Kerntechnik 2017, Berlin.
- Gupta, O. (2017): Nuclear Safety in France, Upcoming challenges; präsentiert bei Eurosafe 2017.
- Gutdeutsch, R. (1995): Seismic Risk Assessment at Mochovce NPP Site, In: Public Participation Procedure NPP Mochovce. Comments of the Austrian Government, Risk Research Report 12b, Institut für Sicherheitswissenschaften, Universität Wien.
- Hansen, J., Sato, M., Hearty, P., Ruedy, R., Kelley, M., Masson-Delmotte, V., Russel, G., Tselioudis, G., Cao, J., Rignot, E., Velicogna, I., Tormey, B., Donovan, B., Kandiano, E., von Schuckmann, K., Kharecha, P., Legrande, A. N., Bauer, M. und Lo, K.-W. (2016): Ice melt, sea level rise and superstorms: evidence from paleoclimate data, climate modeling, and modern observations that 2 °C global warming could be dangerous, in: Atmos. Chem. Phys., 16 3761-3812.
- Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen HSK (2003): Stellungnahme der HSK zur Sicherheit der schweizerischen Kernkraftwerke bei einem vorsätzlichen Flugzeugabsturz, HSK-AN-4626.

- Haverkamp, Jan (2018): ACCC/C/2014/104 (Netherlands). Summary of the final findings of the Aarhus Convention Compliance Committee concerning the lack of public participation before the life-time / long time operation decisions concerning the Borssele nuclear power plant.
- Haverkamp, Jan (2019): Consultation process open also to public outside of France until end March– still some questions remaining. <http://www.nuclear-transparency-watch.eu/a-la-une/france-reactor-life-time-extension-beyond-40-years.html> [05.03.2019]
- Hirsch, H. (2014): Alterungsmanagement in Kernkraftwerken, Überblick, Probleme, Verbesserungsansätze, Cervus nuclear consulting; Sicherheitskonferenz zur Alterung des Niedersächsischen Umweltministeriums, Hameln.
- Hirsch, H., Decker, K. und Tomic, B. (2014): Stress test Follow-Up Actions Issue Paper for Slovenia, im Auftrag des BMLUFW (BMLFUW-ZI.UW.I.I.3/0020-V/6/2011).
- HM Government (2010): A Strong Britain in an Age of Uncertainty: The National Security Strategy, Presented to Parliament by the Prime Minister, October 2010, Cm. 7953, Stationery Office, London.
- HSK (2004): KKW Beznau II: Gutachten zum Gesuch der NOK um Aufhebung der Befristung der Betriebsbewilligung. Hauptabteilung für die Sicherheit der Kernanlagen (HSK), Würenlingen.
- IAEA (1990): Safety Aspects of Nuclear Power Plant Ageing. TECDOC-540.
- IAEA (1992): Methodology for the Management of Ageing of Nuclear Power Plant Components Important to Safety. TECDOC-338.
- IAEA (1994): Design Basis and Design Features of WWER-440 Model 213 Nuclear Power Plants, TECDOC-742.
- IAEA (1996): IAEA-EBP-WWER-05, Safety Issues and Their Ranking for WWER-1000 Model 320 Nuclear Power Plants, A Publication of the Extrabudgetary Programme on the Safety of WWER and RBMK Nuclear Power Plants, März 1996.
- IAEA (1997): Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generators, TECDOC-981.
- IAEA (1999a): Basic Safety Principles of Nuclear Power Plants. INSAG-12.
- IAEA (1999b): Implementation and Review of a Nuclear Power Plant Ageing Management Programme, SRS-15.
- IAEA (2004): Experience Gained from Fires in Nuclear Power Plants: Lessons Learned; TECDOC-1421.
- IAEA (2005a): Guidelines for Application of the Master Curve Approach to Reactor Pressure Vessel Integrity in Nuclear Power Plants, TECDOC-429.
- IAEA (2005b): Guidelines for prediction of radiation embrittlement of operating WWER-440 reactor pressure vessels, TECDOC-1442.
- IAEA (2005c): Application of surveillance programme results to reactor pressure vessel integrity assessment, ECDOC 1435.
- IAEA (2006): Stakeholder involvement in nuclear issues. A report by the International Nuclear Safety Group. INSAG-20.

- IAEA (2006a): Extrabudgetary Programme on Safety Aspects of Long Term Operation of Water Moderated Reactors, Final Working Group 1 Report.
- IAEA (2006b): Fundamental Safety Principles, SF-1.
- IAEA (2006c): Safety Standards for protecting people and the environment, The Management System for Facilities and Activities, Safety Requirements, GS-R-3, 2006.
- IAEA (2007a): Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: PWR Pressure Vessels 2007 Update, TECDOC-1556.
- IAEA (2009): Ageing Management for Nuclear Power Plants, IAEA Safety Standards for protecting people and the environment, NS-G-2.12.
- IAEA (2010): Deterministic Safety Analysis for Nuclear Power Plants, SSG-2.
- IAEA (2012): Safety of Nuclear Power Plants: Design, SSR-2/1.
- IAEA (2013): Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants, SSG-25.
- IAEA (2015): Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL), SSR-82.
- IAEA (2015a): "Vienna Declaration on Nuclear Safety". Text. CNS/DC/2015/2/Rev.1.
- IAEA (2015b): Safety Standards Series No. SSG 48, Ageing Management and Development of a Programme for Long Term Operation of Nuclear Power Plants ).
- IAEA (2016): Safety of Nuclear Power Plants: Design, SSR-2/1 (Rev. 1).
- IAEA (2016a): Considerations on the Application of the IAEA Safety Requirements for the Design of Nuclear Power Plants, TECDOC-1791.
- IAEA (2016b): Safety of Nuclear Power Plants: Commissioning and Operation Rev.1“, SSR-2/2 (Rev. 1).
- IAEA (2016c): Safety of Nuclear Power Plants: Design Rev. 1, SSR-2/1 (Rev. 1).
- IAEA (2018): Ageing Management and Development of a Programme for Long Term Operation of Nuclear Power Plants, SSG-48.
- IAEA (2019): Country Nuclear Profile, <https://cnpp.iaea.org/pages/index.htm> [6.10.2019].
- IAEA CONS (2016): National Reports under the Convention for Nuclear Safety, <https://www.iaea.org/topics/nuclear-safety-conventions/convention-nuclear-safety/documents> [6.10.2019].
- IAEA CONS (2017): Questions and Answers to National Reports under the Convention for Nuclear Safety, <https://www.iaea.org/topics/nuclear-safety-conventions/convention-nuclear-safety/documents> [6.10.2019].
- IAEA PRIS (2019): Power Reactor Information System, <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx>, [10.1.2019].
- IAEA PRIS (2021): Power Reactor Information System, <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx>, [06.04.2021].
- IBE (2008): Reconstruction of cooling towers in Krško NPP, 6/13/2008, IBE d.d., Hajdrihova ulica 4, SI-1001 Ljubljana, Slovenia, <https://www.ibe.si/en/news/Pages/Novica14.aspx>, [14.1.2019].
- IBE (2018): Krško NPP, Steam Generators Replacement and Plant Upgrading, IBE d.d., <https://www.ibe.si/en/references/energy/Pages/reference-details.aspx?referenceid=676> [6.10.2019].



- ICISA (1994): Academic Senate of the University of Vienna Project “Nuclear Safety”, Evaluation of Safety Relevant Systems and Procedures in NPP Krško, ICISA Documentation I, Nuclear Safety Report Nr. 4, Vienna.
- IM (2018): Tschechiens Atomaufsicht: “Ungeheure Unsicherheiten“ beim KKW Dukovany, Industrie Magazin, <https://industriemagazin.at/a/tschechiens-atomaufsicht-ungeheure-unsicherheiten-beim-KKW-dukovany> [5.11.2018].
- INRAG (2018a): Bewertung der nuklearen Risiken des Kernkraftwerks Tihange 2, Stellungnahme der internationalen Expertengruppe „INRAG“, Aachen April 2018, [http://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/04/01\\_INRAG-Statement-Tihange\\_2018\\_04\\_10-ST\\_ff\\_final.pdf](http://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/04/01_INRAG-Statement-Tihange_2018_04_10-ST_ff_final.pdf) [6.10.2019].
- INRAG (2018b): Konferenzergebnisse Öffentliche Expertenkonferenz zur Sicherheit des belgischen Atomkraftwerkes Tihange 2, Aachen 13./14. April 2018, <http://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/07/INRAG-Folder-Aachen-Online.pdf> [27.9.2019].
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2012): Special Report on Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation, 2012.
- Joint Project (2018): ENSREG Topical Peer Review Ageing. Assessment of the 1st topical Peer Review Report “Ageing Management”.
- Joint Project Group JPG (2012): Stress Tests & Vulnerability Assessment; Recommendations and Experience of the Joint Project Group.
- Jomard, H. et al. (2017): Transposing an active fault database into a seismic hazard fault model for nuclear facilities – Part 1: Building a database of potentially active faults (BDFA) for metropolitan France. Nat. Hazards Earth Syst. Sci. 17, 1573–1584 (2017).
- Katona, T.J. (2011): Long-Term-Operation of VVER Power Plants, in: Nuclear Power – Deployment, Operation and Sustainability, IntechOpen.
- Kirschner, T. (2005): KKW Dukovany, Modernisierung des dritten Blocks abgeschlossen, <https://www.radio.cz/de/rubrik/nachrichten/KKW-dukovany-modernisierung-des-dritten-blocks-abgeschlossen> [6.10.2019].
- Kokott, J. (2018): Schlussanträge der Generalanwältin vom 29. November 2018 (1), Rechtssache C-411/17, Vorabentscheidungsersuchen des Verfassungsgerichtshofs [Belgien].
- Kral, P. und Pištora, V. (2005): Impact of ECCS Design of VVER Reactors on PTS Issue.
- Kreuser, A. (2013): Neue Erkenntnisse zu Ereignissen mit gemeinsam verursachten Ausfällen (GVA), GRS-Fachgespräch, 2013.
- Kromp et al. (1998): NPP Mochovce Walkdown II, Factual Observations Report, University of Vienna.
- Kromp-Kolb et al. (2015/16): Risikoanalyse zur Bedrohung Oberösterreichs durch die grenznahen Kernkraftwerke Dukovany-Temeli-Gundremmingen, 2015/2016.
- Kryukov, A., Erak, D., Debarberis, L., Sevini, F. und Acosta B. (2002): Extended Analysis of VVER-1000 Surveillance Data, in: Intern. Journal of Pressure Vessels and Piping, Jg. 79, Nr. 8-10 S. 661-664.
- KTa (2014): Kerntechnisches Regelwerk 3206 „Nachweise zum Bruchausschluss für druckführende Komponenten in Kernkraftwerken“. Fassung 2014-II. [http://www.kta-gs.de/d/regeln/3200/3206\\_r\\_2014\\_1.pdf](http://www.kta-gs.de/d/regeln/3200/3206_r_2014_1.pdf)

- KTA (2015): Sicherheitstechnische Regel des kerntechnischen Ausschusses, KTA 2101.1: Brandschutz in Kernkraftwerken, Teil 1: Grundsätze des Brandschutzes, Fassung 2015-11.
- Kupca L. und Beno, P. (1993): Analysis of the Results of the Surveillance Specimen Program for reactor Pressure Vessels of Nuclear Power Plant W-2 in Jaslovské Bohunice, ASTM STP 1170, L.E. Steele, 1993, S. 147-160.
- Kupca L. und Beno, P. (2000): Irradiation embrittlement monitoring of WWER-440/213 Type RPVs, in: Nucl Engin. and Design Nr. 196, S. 81-91.
- Kupca, L. (2010): Development of irradiation embrittlement monitoring in the Slovak Republic NPP`s, IAEA Specialists' Meeting on Irradiation Embrittlement and Life Management of Reactor pressure vessels, Znojmo, 18.-22. Oktober 2010.
- Küppers, E. Und Pistner, C. (2016): Begutachtung der Antworten der FANC auf 15 anlässlich des Workshops am 11./12. Januar 2016 von deutscher Seite übergebene Fragen zu den Befunden in belgischen KKW, Öko-Institut Darmstadt.
- Kymäläinen, O., Tuomisot, H. und Theofanous, T.G. (1997): In-vessel retention of corium at the Loviisa plant, Nuclear Engineering and Design 169 (1997), S. 109-130.
- Large (2006): Brief review of the documents relating the graphite moderator cores at Hinkley Point B and other advanced gas-cooled reactors, Greenpeace UK Report, REF No R3154-Graphite.
- Laufs, Paul (2013): Reaktorsicherheit für Leistungskernkraftwerke. Die Entwicklung im politischen und technischen Umfeld der Bundesrepublik Deutschland. 1137 Springer-Verlag Berlin Heidelberg. ISBN 978-3-642-30655-6 (eBook).
- Leberecht, M. (2017): Komponentengruppenübergreifende Gemeinsam Verursachte Ausfälle (GVA), GRS Fachgespräch 2017.
- Lechner, S. (2017): The Energy Union: Progress, Challenges and the Role of Nuclear Power, Präsentation bei der Jahrestagung Kerntechnik, Berlin.
- Leskovar, M. (2018): Analysis of Severe Accident in Safety Upgraded Krsko NPP, EMUG, Zagreb, April 25-27, 2018.
- Majer, D. (2013): Risiko von Altreaktoren, Studie im Auftrag der Schweizerische Energie-Stiftung SES.
- Mallet B. (2020): EDF eyes lifespan extension with Tricastin 1 nuclear reactor upgrade, Reuters, 2020. <https://www.reuters.com/article/uk-edf-nuclearpower-tricastin/edf-eyes-lifespan-extension-with-tricastin-1-nuclear-reactor-upgrade-idUKKCN1TT1R1>
- Marignac, Y. (2016): Zusammenfassung der Studie «Reduktion der Sicherheitsmargen von Alt-KKW. Der Fall Beznau», WISE-Paris.
- Matejovic, P., Barnak, M. und Bachraty, M. (2016): Main issues for design of external cooling in backfitting evolutions, IVR work done for VVER-440/V213, IVR workshop, Aix-En-Provence, June 6-7, 2016.
- Mertins, M. (2016): Risiken des grenznahen AKW Cattenom im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, Köln.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (BW UM) (2017): Manipulierte Zuverlässigkeitsüberprüfungen für kerntechnische Anlagen aus Jülich.

- Mohr, S. und Englert, M. (2016b): Nichtmetallische Einschlüsse in Form von Aluminiumoxid in Reaktor-druckbehälterstahl, Literaturrecherche zu potenziellen Auswirkungen von Aluminiumoxideinschlüs-sen im Reaktordruckbehälter des Kernkraftwerks Beznau I Öko-Institut Darmstadt.
- Mohr, S. und Pistner, C. (2016a): Ultraschallbefunde des Kernkraftwerks Beznau, Stellungnahme zum ge-planten weiteren Vorgehen des Betreibers, im Auftrag von Greenpeace Schweiz, Öko-Institut Darm-stadt.
- Molin, Andreas (2018): Transparenz und Partizipation im Nuklearbereich, [https://www.partizipation.at/p\\_nuklearpolitik.html](https://www.partizipation.at/p_nuklearpolitik.html) [24.07.2018].
- Mraz, Gabriele; Becker, Oda; Lorenz, Patricia (2015): PLEX – Plant Lifetime Extension for NPP. PLEX in Participation Procedures. With inputs from Joint Project NGOs. Österreichisches Ökologie Institut.
- NACp CR (2018): Post Fukushima National Action Plan (NACp) on Strengthening Nuclear Safety of Nucle-ar Facilities in the Czech Republic, State Office for Nuclear Safety, letztes update 08.01.2018, Rev. 3.
- NACp Wsh (2015): Rapporteurs` Czech Republic, ENSREG National Action Plans Workshop.
- Najzer, M., Glumac, M. und Kodeli, I. (1989): Neutron embrittlement surveillance program at Krsko nuclear power plant, Symposium on irradiation embrittlement and aging of reactor pressure vessels; Philadel-phia, PA (USA); 27-29 May 1987, ASTM STP 1011; 277, 1989; S. 83-90.
- NAR SR 2017: National Assessment Report of the Slovak Republic for the Purpose of topical peer review on “Ageing Management” under the Nuclear Safety Directive 2014/87/Euratom.
- NDA (Nuclear Decommissioning Authority) (2020): Nuclear Decommissioning Authority’s Management of the Magnox contract, Contents Conclusions and Recommendations, NDA, Nov 2020. [https://pu-blications.parliament.uk/pa/cm5801/cmselect/cmpubacc/653/65305.htm](https://publications.parliament.uk/pa/cm5801/cmselect/cmpubacc/653/65305.htm)
- NDR (2018): Sensible Daten im Netz Hacker erbeuten Pläne von Atomanlagen Stand: 01.11.2018 19:00 Uhr, *Von Philipp Eckstein und Jan Lukas Strozyk*, NDR <https://www.tagesschau.de/ausland/hacker-KKW-gefaengnis-101.html> [6.10.2019].
- NEA/CSNI/R (2015): Benchmark Study of the Accident at the Fukushima Daiichi Nuclear Power Plant (BSAF Project), Phase I Summary Report, NEA/CSNI/R (2015)18.
- Nef, W. (2007): Neue Kernkraftwerke in der Schweiz, Welche Bewilligungshürden? Welche Technologie? Und die Brennstoffversorgung. Konferenzpräsentation beim 27. DV AVES Schweiz.
- Neumann, E. und Becker, O. (2010): Stellungnahme über Sicherheitsprobleme älterer Atomkraftwerke Bei-spiel Isar 1; im Auftrag von Bündnis 90/ Die Grünen im Bayrischen Landtag.
- NIW (2018 a): Nuclear Intelligence Weekly: *Briefs* 16. November, Jg. 12, Nr. 46, S. 8.
- NR CR (2011): National Report on “Stress Tests” NPP Dukovany and NPP Temelín, Czech Republic, Eva-luation of Safety and Safety Margins in the light of the accident of the NPP Fukushima, State Office for Nuclear Safety, Czech Republic.
- NR CR 2004: Czech Republic, National Report under the Convention on Nuclear Safety, Revision 2004, Ref. No. 9347/3.2/2004.
- NRA (2017): National Report of the Republic of Bulgaria, EU Topical peer review ageing management as-sessment of NPP, NRA, 2017, <http://www.bnra.bg/en/documents-en/conventions-en/reports-en/bu-lgarian-national-report.pdf>



- Nuclear Engineering International (NEI) (2015): Insulation ageing in the nuclear sector, <https://www.neimagazine.com/features/featureinsulation-ageing-in-the-nuclear-sector-4483643/> [6.10.2019].
- Nuclear Engineering International (NEI) (2016): An age-old problem, <https://www.neimagazine.com/features/featurean-age-old-problem-4978306/> [6.10.2019].
- Nuclear Engineering International (NEI) (2017): Nuclear skills: challenges and opportunities – Westinghouse's view, <https://www.neimagazine.com/features/featurenuclear-skills-challenges-and-opportunities-westinghouses-view-5924993/> [6.10.2019].
- Nuclear Engineering International (NEI) (2018a): Concrete solutions to plant ageing, <https://www.neimagazine.com/features/featureconcrete-solutions-to-plant-ageing-6771580/> [6.10.2019].
- Nuclear Engineering International (NEI) (2018b) Five of Belgium's seven reactors closed for repair, <https://www.neimagazine.com/news/newsfive-of-belgiums-seven-reactors-closed-for-repair-6765446/> [6.10.2019].
- Nuclear Free Local Authorities (NFLA) 2018: Short technical Note on Safety Problems at Reactors 3 & 4 at Hunterston B Nuclear Power Station.
- Nuclear Regulatory Authority of the Slovak Republic (2011): National Report on the Stress Tests for Nuclear Power Plants in Slovakia.
- Nuclear Regulatory Authority of the Slovak Republic: International Conference on the Strengthening of Nuclear Safety in Eastern Europe, 3.3.1.1 Integrity of the reactor pressure vessel (SM CI 01), [https://www.ujd.gov.sk/Nusafety/331\\_3311.html](https://www.ujd.gov.sk/Nusafety/331_3311.html) [6.10.2019].
- Nuclear Threat Initiative (NTI) (2021): Nuclear Security Index, <http://ntiindex.org> [06.04.2021].
- Office for Nuclear Regulation (ONR) (2017a): HSE decision on the Periodic Safety Reviews for continued operation of Hinkley Point B and Hunterston B, HSE/ONR, 2017. <http://www.onr.org.uk/periodic-safety-review/hinkley-huntb.htm> [6.10.2019].
- Office for Nuclear Regulation (ONR) (2017b): Topical Peer Review on Ageing Management, United Kingdom National Assessment Report.
- Office for Nuclear Regulation (ONR) (2018): Hunterston B Reactor 3 - Assessment Reports, ONR, 2018. <http://www.onr.org.uk/civil-nuclear-reactors/hunterston-b-reactor-3-assessment-reports.htm>
- Office for Nuclear Regulation (ONR) (2018): Hunterston B outages, 13 November 2018. <http://news.onr.org.uk/2018/11/hunterston-b-outages/> [6.10.2019].
- Office for Nuclear Regulation (ONR) (2020): Operating Reactors, An operational safety case for Hunterston B R3 to a core burn-up of 16.425 TWd following the 2018 graphite core inspection outage NP/SC 7766: Stage Submission 1, Graphite structural integrity assessment, ONR 2020. <http://www.onr.org.uk/documents/2020/ofd-ar-19-053.pdf>
- Ökobüro (2019): Verlängerung des belgischen AKWs Doel erfordert UVP und Naturverträglichkeitsprüfung. Newsflash Umweltrecht, 30. Sept. 2019. <https://www.oekobuero.at/de/news/2019/09/verlangerung-des-belgischen-akws-doel-erfordert-uvp-und-naturvertraglichkeitsprufung/>
- Peirs, J. (2018): The formation of hydrogen flakes during fabrication of the reactor pressure vessel, INRAG Meeting Aachen April 2018, <http://www.inrag.org/publications-and-meetings/pressure-vessel-cracking-doel-tihange-follow-up> [6.10.2019].

- Pirc, M. (2016): Cable Ageing Management Program Implementation in Krsko NPP-NEK, Journal of Energy: Energija, Jg. 65, Nr. 1-2.
- Pistner, C. und Mohr, S. (2017): Sicherheitsstatus des Kernkraftwerks Beznau, Aktualisierung der Analyse der Ergebnisse des EU-Stresstests des Kernkraftwerks Beznau, Öko-Institut im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Öko-Institut Darmstadt.
- Pistner, C., Brettner, M., Küppers, C., Kurth, S., Mohr, S. (2012): Analyse der Ergebnisse des EU-Stresstest der Kernkraftwerke Fessenheim und Beznau, Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Öko-Institut Darmstadt.
- Pistner, C., Sailer, M., Mohr, S., Küppers, C. (2018): Sicherheitsdefizite des AKW Cattenom. Im Auftrag der Bundesländer Rheinland-Pfalz und Saarland, Öko-Institut Darmstadt.
- Pistora, V. und Kral, P. (2003a): Evaluation of Pressurised Thermal Shocks for VVER 440/213 Reactor Pressure Vessel in NPP Dukovany, Transactions of the 17th International Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMiRT 17), Prague, Czech Republic, August 17 –22, 2003, Paper # G01-3.
- Pistora, V. und Kral, P. (2009): PTS evaluation for Czech Nuclear Power Plants of WWER type, Proceedings of the ASME 2009 Pressure Vessels and Piping Conference. Volume 7: Operations, Applications and Components, Prague, Czech Republic, July 26-30, S. 217-224.
- Puglia, W.J., Cooper, S., Amico, P., Atefi, B., Stützke, M., Gallagher, D., Hladky, M., Patrik, M., Aidorf, R., Holy, J. (1994): Nuclear Power Plant Dukovany, VVER 440 V-213 Unit 1, Internal Events (No. Volume 1: Main Report). DOE, SUJB, IAEA.
- Renneberg, W. (2010): Risiken alter Kernkraftwerke, Studie i. A. der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen, Büro für Atomsicherheit Bonn.
- Renneberg, W. (2018): Tihange 2: Der Umgang mit dem Risiko Die Entscheidungen der belgischen Atomaufsicht aus technischer und verfahrensrechtlicher Sicht, [http://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/04/INRAG\\_Renneberg.pdf](http://www.inrag.org/wp-content/uploads/2018/04/INRAG_Renneberg.pdf) [6.10.2019].
- Richner, M. (2015): Backfitting Measures at Swiss Nuclear Power Plants; Beznau NPP of Axpo Power AG; 46th Annual Meeting on Nuclear Technology, Berlin, 5.-7. Mai.
- Ritz, J. F. et al (2020). Surface rupture and shallow fault reactivation during the 2019 Mw 4.9 Le Teil earthquake, France, Commun. Earth Environ., <https://doi.org/10.1038/s43247-020-0012-z>.
- Reaktorsicherheitskommission (RSK) (2006): Mangel an Mittelspannungskabeln mit sicherheitstechnischer Bedeutung in deutschen Kernkraftwerken; Stellungnahme der Reaktor-Sicherheitskommission am 09.03.2006.
- Reaktorsicherheitskommission (RSK) (2014): Der RSK-Leitfaden für die Durchführung von ganzheitlichen Ereignisanalysen im Vergleich zum VGB-Leitfaden Ganzheitliche Ereignisanalyse; Stellungnahme der Reaktor-Sicherheitskommission am 22.05.2014.
- Reaktorsicherheitskommission (RSK) (2016): Monitoring von Know-how- und Motivations-Verlust und geeignete Maßnahmen zur Stärkung von Motivation und Know-how-Erhalt in der deutschen Kernenergiebranche; Stellungnahme der Reaktor-Sicherheitskommission am 03.11.2016.
- Schuhknecht, J., Viehring, H.-W. und Rindelhardt, U. (2009): Investigation of the Beltline Welding Seam and Base Metal of the Greifswald WWER-440 Unit 1 Reactor Pressure Vessel, Proceedings of the 17th International Conference on Nuclear Engineering. Volume 1: Plant Operations, Maintenance, Engineering,

- Modifications and Life Cycle; Component Reliability and Materials Issues; Next Generation Systems. Brüssel, Belgium. 12.–16. Juli, S. 289-295.
- Schuller, X. (2016): Präsentation beim Kerntechnischen Kolloquium, 21.06.2016, RWTH Aachen, LRST, Seite 52.
- Sehgal, B. R. (2014): Nuclear Safety in Light Water Reactors, Severe Accident Phenomenology, Elsevier Inc.
- Sipro (2018): Sipro Inženiring d.o.o, Reactor Vessel Closure Head (RVCH) replacement and upgrade with Simplified Head Assembly (SHA), <http://www.sipro-inzeniring.si/en/references/vse-reference/235-reactor-vessel-closure-head-rvch-replacement-and-upgrade-with-simplified-head-assembly-sha.html> [06.10.2019].
- Slovak Spectator (2018): Mochovce nuclear power station closer to completion, The Slovak Spectator, 12.02.2018, <https://spectator.sme.sk/c/20759510/mochovce-nuclear-power-station-closer-to-completion.html> [05.10.2019].
- Slovenian Nuclear Safety Administration (SNSA) (2017): Slovenian Review Report on the Krško NPP Ageing management program – Final Report.
- Slovenian Nuclear Safety Administration (SNSA) (2017a): Update of the Slovenian Post-Fukushima Action Plan.
- Slovenské Elektrárne (2017): Operation & Safety Report of Mochovce and Bohunice V2 Nuclear Power Plants.
- Slovenské Elektrárne: Bohunice Nuclear Power Plant, <https://www.seas.sk/bohunice-nuclear-power-plant> [6.10.2019].
- Slugen, V., Lipka, J., Dekan, J und Toth, I (2010): Long-term corrosion study at nuclear power plant Bohunice, *Journal of Physics Conference Series* 217, Nr. 1.
- Spratt, D., und Dunlop, I. (2018): What lies beneath. The understatement of existential climate risk. Break Through National Center for Climate Restoration.
- Südkurier (2015) Atomkraftwerk Beznau: Sicher trotz Fehlerstellen am Reaktorbehälter? 02.12.2015; <http://www.suedkurier.de/region/hochrhein/waldshut-tiengen/Atomkraftwerk-Beznau-Sicher-trotz-Fehlerstellen-am-Reaktorbehaelter;art372623,8350417>.
- S&P Global Platts (2021): French nuclear retreats from 12-month high amid early start to 2021 maintenance, S&P Global Platts, 2021. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/020521-french-nuclear-retreats-from-12-month-high-amid-early-start-to-2021-maintenance>
- SUJB (2004): National Report under the Convention on Nuclear Safety - Revision 2004 (No. Ref. No. 9347/3.2/2004). Praha.
- SUJB (2007): National Report under the Convention on Nuclear Safety - Revised 2007 (No. Ref. No. 13817/3.2/2007). State Office for Nuclear Safety, Prag.
- SUJB (2010): The Czech Republic National Report under the Convention on Nuclear Safety - 2010. State Office for Nuclear Safety, Prag.
- SUJB (2011): National Report on “Stress Tests - NPP Dukovany and NPP Temelín Czech Republic Evaluation of Safety and Safety Margins in the light of the accident of the NPP Fukushima. State Office for Nuclear Safety, Prag.

- SUJB (2013): The Czech Republic National Report under the Convention on Nuclear Safety - 2013. State Office for Nuclear Safety, Prag.
- SUJB (2016): The Czech Republic National Report under the Convention on Nuclear Safety. State Office for Nuclear Safety, Prag.
- SUJB (2017): National Assessment Report of the Czech Republic for the Purposes of Topical Peer-Review "Ageing Management" under the Nuclear Safety Directive 2014/87/EURATOM, State Office for Nuclear Safety, Prag.
- SUJB (2018): Post Fukushima National Action Plan (NACP) on Strengthening Nuclear Safety of Nuclear Facilities in the Czech Republic, State Office for Nuclear Safety, Prag, letztes Update 08.01.2018, Rev. 3.
- SZ (2015): Atomkraftwerk Löcher im Herzen des Reaktors 14.10.2015; Süddeutsche Zeitung; <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/atomkraftwerk-loecher-im-herzen-des-reaktors-1.2690149> [06.10.2019].
- Tichý, T. (2018): Improvement of reliability and efficiency of Dukovany Nuclear Power Plant, ÁF, Czech Republic, 2018, <http://www.afconsult.com/en/get-inspired/af-contributes-to-improvement-of-reliability-and-efficiency-of-dukovany-nuclear-power-plant/> [06.10.2019].
- Tweer, I. (2013): Flawed Reactor Pressure Vessels in Belgian Nuclear Plants Doel-3 and Tihange-2 Some Comments on the FANC Provisional evaluation report im Auftrag der Grünen / Europäischen Freie Allianz im Europäischen Parlament.
- Tweer, I. (2016): Flawed Reactor Pressure Vessels in the Belgian NPPS Doel 3 and Tihange 2 Comments on the FANC Final Evaluation Report 2015 im Auftrag der Grünen / Europäischen Freie Allianz im Europäischen Parlament.
- Tweer, I. (2017): Beprobung von Reaktorkomponenten beim Rückbau von Kernkraftwerken. Ein Fragenkatalog zu verschiedenen Problembereichen der Materialalterung, im Auftrag der Grünen / Europäischen Freie Allianz im Europäischen Parlament.
- Tweer, I. und Renneberg, W. (2017): Material Problems in Reactor Pressure Vessels: Doel 3/Tihange 2, IN-RAG Nuclear Risk Report Excerpt.
- Umweltbundesamt (2021): Becker, O.; Mertins, M.; Mraz, G.: Frankreich: Konsultation zu den Bedingungen für den Weiterbetrieb der 900-MW-Reaktoren über 40 Jahre hinaus. Fachstellungnahme. Erstellt im Auftrag des BMK, Abt. VI/9 Allgemeine Koordination von Nuklearangelegenheiten, REP-0752, Wien.
- UNECE (2014): Economic Commission for Europe. Meeting of the Parties to the Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context. Implementation Committee Thirtieth session Geneva, 25–27 February 2014. Report of the Implementation Committee on its thirtieth session.
- UNECE (2020a): Meeting of the Parties to the Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context. Guidance on the applicability of the Convention to the lifetime extension of nuclear power plants. As endorsed by the Meeting of the Parties at its eighth session (8–11 December 2020) and pre-edited. To be issued as a publication. <https://unece.org/environment/documents/2021/03/working-documents/guidance-applicability-convention-lifetime>.
- UNECE (2020b): Brief des Implementation Committees an die Ad-hoc-Working Group vom 04. Juni 2020. [https://unece.org/fileadmin/DAM/env/eia/documents/WG.9\\_2020/Informal\\_documents/2020\\_06\\_04\\_Letter\\_from\\_IC\\_to\\_Ad\\_hoc\\_group\\_NPP\\_LTE.pdf](https://unece.org/fileadmin/DAM/env/eia/documents/WG.9_2020/Informal_documents/2020_06_04_Letter_from_IC_to_Ad_hoc_group_NPP_LTE.pdf)thickness.

- UNECE (2021): Economic Commission for Europe. Meeting of the Parties to the Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context. Implementation Committee. Forty-ninth session. Geneva, 2–5 February 2021 Report of the Implementation Committee on its forty-ninth session. ECE/MP.EIA/IC/2021/2.
- US-NRC (2017): § 50.61 Fracture toughness requirements for protection against pressurized thermal shock events, <https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/cfr/part050/part050-0061.html> [06.10.2019].
- UVEK (2008): Verordnung des UVEK über die Methodik und die Randbedingungen zur Überprüfung der Kriterien für die vorläufige Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken vom 16.04.2008.
- UVEK (2018): Verfügung des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK vom 20. Juni 2018 in Sachen BKW Energie AG (BKW), Viktoriaplatz 2, 3013 Bern betreffend Gesuch vom 18. dezember 2015 auf Anordnung der Stilllegung für das Kernkraftwerk Mühleberg.
- Vajda, A., Tuomenvirta, H., Jokinen, P., Luomaranta, A., Makkonen, L., Tikanmäki, M., Groenenmeijer, P., Saarikivi, P., Michaelides, S., Papadakis, M., Tymvios, F. und Athanasatos, S. (2011): Probabilities of adverse weather affecting transport in Europe: climatology and scenarios up to the 2050s. Finish Meteorological Institute.
- Viehrig, H.-W., Altstadt, E., Houska, M., Mueller, G., Ulbricht, A., Konheiser, J., und Valo, M. (2018): Investigation of the decommissioned reactor pressure vessels of the NPP Greifswald, Wissenschaftlich-Technische Berichte HZDR-088.
- Viehrig, H.-W., Zurbuchen, C. (2007): Anwendung des Master Curve-Konzepts zur Charakterisierung der Zähigkeit neutronenbestrahlter Reaktorstäble, FZD 476, 33. MPA-Seminar 11.+12. Oktober 2007, Stuttgart.
- Wallin (2012): Inhomogeneity screening criterion for the ASTM E1921  $T_0$  estimate based on the SINTAP lower tail methodology, J. of Testing and Evaluation, Jg. 40, Nr. 6.
- Wallner, A. (2012): UVP-Prozess KKW Temelín 3 & 4, Fachstellungnahme zum UVP-Gutachten, Österreichisches Ökologie-Institut, Erstellt im Auftrag der Niederösterreichischen Landesregierung, Abteilung Umwelttechnik und der Salzburger Landesregierung, Abteilung Umweltschutz, Wien.
- WENRA (2006): Harmonization of Reactor Safety in WENRA Countries, Report by WENRA Reactor Harmonization Working Group.
- WENRA (2009): Safety Objectives for New Power Reactors, Study by WENRA Reactor Harmonization Working Group.
- WENRA (2010): Statement on Safety Objectives for New Nuclear Power Plants.
- WENRA (2011): Pilot study on Long term operation (LTO) of nuclear power plants, Study by WENRA Reactor Harmonization Working Group.
- WENRA (2011a): Progress towards harmonization of safety for existing reactors in WENRA countries, Study by WENRA Reactor Harmonization Working Group.
- WENRA (2013): Safety on new NPP Design; Study by Reactor Harmonization Working Group.
- WENRA (2013a): Position paper on Periodic Safety Reviews (PSRs) taking into account the lessons learnt from the TEPCO Fukushima Dai-ichi NPP accident.



- WENRA (2014): WENRA Safety Reference Levels for Existing Reactors, Update in relation to lessons learned from TEPCP Fukushima Dai-ichi Accident; 24th September 2014.
- WENRA (2017): WENRA Guidance, Article 8a of the EU Nuclear Safety Directive: “Timely Implementation of Reasonably Practicable Safety Improvements to Existing Nuclear Power Plants”, Report of the Ad-hoc group to WENRA.
- WENRA (2019): Report Practical Elimination Applied to New NPP Designs - Key Elements and Expectations. A RHWG report for the attention of WENRA 17 September 2019. [http://www.wenra.org/media/filer\\_public/2019/11/11/practical\\_elimination\\_applied\\_to\\_new\\_npp\\_designs\\_-\\_key\\_elements\\_and\\_expectations\\_-\\_for\\_issue.pdf](http://www.wenra.org/media/filer_public/2019/11/11/practical_elimination_applied_to_new_npp_designs_-_key_elements_and_expectations_-_for_issue.pdf).
- WNA (2019) World Nuclear Association – Country Profiles, <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx> [6.10.2019].
- World Nuclear Association 2018: Nuclear Power in Slovakia, World Nuclear Association, update 2018, <http://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/slovakia.aspx> [6.10.2019].
- WNISR (2020): The World Nuclear Industry Status Report 2020; Paris, September 2020 © A Mycle Schneider Consulting Project
- ZAT (2018): Modernization of unit I&C Systems of Dukovany NPP, <http://www.zat.cz/en/obnova-systemu-kontroly-a-rizeni-je-dukovany-m3-5-r60.htm> [6.10.2019].
- Zdarek, J. (2016): Large Scale Experiment with External Cooling for VVER 1000, IVMR International Workshop Aix En Provence, 6. +7. Juni.