

Hochenergetisches elektrisches Versagen von Schaltanlagen

3607R02582

Untersuchungen zum
hochenergetischen Versagen
elektrischer Komponenten

Hochenergetisches elektrisches Versagen von Schaltanlagen

Untersuchungen zum
hochenergetischen Versagen
elektrischer Komponenten

Dr. M. Röwekamp (GRS)
W. Frey (GRS)
J. Klindt (GL)
S. Katzer (GL)

August 2009

Auftrags-Nr.: 811994

Anmerkung:

Das diesem Bericht zu Grunde liegende FE-Vorhaben 3607R02582 wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Auftragnehmer.

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

Kurzfassung

Die internationale Betriebserfahrung in kerntechnischen Einrichtungen hat eine Reihe zumeist explosionsartig verlaufenden Brandereignissen infolge eines hochenergetischen Versagens elektrischer Einrichtungen aufgezeigt. Beispielhafte probabilistische Untersuchungen in Frankreich ergaben nicht zu vernachlässigende Beiträge solcher Ereignisse zur Kernschadenshäufigkeit. Solche Ereignisse haben zudem das Potential anlageninterne Brände zur Folge zu haben.

International besteht mittlerweile ein zunehmendes Interesse der Fachleute auf Seiten von Gutachtern und Aufsichtsbehörden als auch seitens der Betreiber an vertieften Untersuchungen zur Problematik des hochenergetischen elektrischen Komponentenversagens, seiner Ursachen und der zugrunde liegenden physikalischen Phänomenen. Dementsprechend sollte den Schadensmechanismen für die 'High Energy Arcing Faults (HEAF)' verstärkt Bedeutung zugemessen werden.

Dementsprechend soll auch eine Klärung spezieller Fragestellungen, wie das mögliche Versagen von Brandabschlüssen bei Druckaufbau aufgrund des Brandes, die Entqualmung im Schaltanlagegebäude sowie Möglichkeiten redundanzübergreifender Auswirkungen bei dem hochenergetischen Versagen einzelner Schaltanlagen und anderer elektrischer Einrichtungen, erfolgen.

Dazu wurde ein Fragenkatalog zur Auswertung der Betriebserfahrung mit derartigen Ereignissen entwickelt und erprobt. Einbezogen in diese Auswertung werden auch Erkenntnisse aus ausländischen Anlagen, die im Rahmen eines internationalen Informationsaustausches gewonnen werden. Dazu dient unter anderem die aktive Mitwirkung an der internationalen Task der OECD/NEA zu HEAF.

Aufbauend auf den Ergebnissen der nationalen und internationalen Auswertung zu HEAF soll es zukünftig möglich sein, ein Instrumentarium zur Bewertung des hochenergetischen Komponentenversagens und seiner Folgewirkungen zu entwickeln. Aus den dann zur Verfügung stehenden wissenschaftlichen Erkenntnissen lassen sich ggf. auch Empfehlungen ableiten, mit denen Vorsorge gegen solche Ereignisse mit hochenergetischem elektrischem Komponentenversagen getroffen werden können.

Summary

The international operating experience from nuclear installations has revealed a number of in the most cases explosion like fire events due to a high energy electric failure of electrical components. Exemplary probabilistic analyses performed in France have demonstrated a non-negligible contribution of such type of events to the overall core damage frequency. In addition, such HEAF (high energy electric (arcing faults) events have the potential of inducing plant internal fires.

There is a growing international interest of the experts on the side of reviewers and regulatory bodies as well as by the licensees to carry out in-depth investigations with respect to HEAF and its basic phenomena. The damage mechanisms by HEAF have to be more and more considered as significant for nuclear safety.

Specific questions have to be solved in this context, such as the potential failure of fire barrier elements in case of a pressure increase due to the fire, smoke removal from the switchgear building, or with respect to the possibilities of impairing more than one redundant train by these high energetic faults.

This was the reason to develop and test a questionnaire to be answered by the licensees for receiving feedback from the nuclear installations operating experience. The activities include gaining insights from nuclear installations not only on a national but on an international basis in the frame of participating actively in an international task on HEAF by OECD/NEA.

Based on the national as well as international investigations on HEAF it will be possible to develop a tool for assessing HEAF events and their effects on nuclear safety systematically. This may include giving recommendations for prevention of HEAF events.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Zielsetzung.....	1
2	Stand von Wissenschaft und Technik zu Beginn des Vorhabens.....	3
3	Auswertung der Betriebserfahrung.....	4
3.1	Auswertung der nationalen Betriebserfahrung	4
3.1.1	Erkenntnisse aus ausgewählten HEAF-Ereignissen in deutschen Kernkraftwerken.....	4
3.1.2	Entwicklung eines Fragenkatalogs an die Betreiber von Kernkraftwerken in Deutschland	7
3.1.3	Hintergrund und Zweck des Fragebogens	8
3.1.4	Erste beispielhafte Beantwortung des Fragenkatalogs und deren Pilotauswertung	11
3.1.5	Weitere Auswertung der deutschen Betriebserfahrung mit meldepflichtigen HEAF-Ereignissen.....	31
3.2	Auswertung der internationalen Betriebserfahrung	39
3.2.1	Vorgehen in Belgien	44
3.2.2	Erfahrungen aus Canada.....	47
3.2.3	Erfahrungen zu HEAF in Finnland	48
3.2.4	Vorgehen in Frankreich.....	49
3.2.5	Erfahrungen mit HEAF in Korea.....	51
3.2.6	Vorgehen in den USA	51
3.2.7	Erste Erkenntnisse aus der internationalen Datenbank OECD FIRE zum explosionsartigen, hochenergetischen Versagen von Komponenten mit Folgebrand.....	56

4	Bildung einer bei OECD/NEA/CSNI angesiedelten internationalen Arbeitsgruppe zu HEAF-Ereignissen	63
4.1	Zielsetzung der Aktivitäten	63
4.2	Erste Ergebnisse der Arbeitsgruppe OECD HEAF	64
4.2.1	Definition von HEAF-Ereignissen	64
4.2.2	Erste Erkenntnisse zu HEAF aus dem Post Conference Seminar on Fire Safety in Nuclear Power Plants and Installations.....	66
5	Zusammenfassung und Ausblick	69
6	Literatur	71
7	Abbildungsverzeichnis	74
8	Tabellenverzeichnis	74
9	Anhang A-1: QUESTIONNAIRE ON HIGH ENERGY ELECTRIC (ARC) FAULTS, HEAF, Draft including international comments	
10	Anhang A-2: Deutsche Version des Fragenkatalogs zum hochenergetischen elektrischen Versagen (HEAF) zur Verteilung in den deutschen Kernkraftwerken	
11	Anhang A-3: Protokoll des ersten Arbeitstreffens der CSNI/IAGE Task Group on High Energy Arcing Faults (HEAF)	
12	Anhang A-4: Erfahrungen und Vorgehen zu HEAF in OECD/NEA-Mitgliedsländern	

Verteiler

1 Einführung und Zielsetzung

Die internationale Betriebserfahrung in kerntechnischen Einrichtungen hat in der jüngeren Vergangenheit eine Reihe von in den meisten Fällen explosionsartig verlaufenden Brandereignissen infolge eines hochenergetischen Versagens elektrischer Einrichtungen aufgezeigt. Beispielhaft wurden in Frankreich durch IRSN probabilistische Untersuchungen für eines dieser Ereignisse durchgeführt: Diese Untersuchungen ergaben eine nicht zu vernachlässigende Kernschadenshäufigkeit von nahezu $5 \text{ E-}04$ pro Jahr. Für andere solcher international aufgetretenen Ereignisse ergaben sich nach Untersuchungen von IRSN /NAZ 04/ zum Teil noch höhere Kernschadenshäufigkeiten von $9 \text{ E-}05$ bis $2 \text{ E-}03$ pro Jahr.

Für die ursprünglich bereits in den Vorhaben SR 2449 bzw. SR 2491 beabsichtigten Arbeiten zur Durchführung und Auswertung einer Länderumfrage und darauf aufbauenden ergänzenden Untersuchungen zusammen mit IRSN sowie nach neuesten internationalen Erkenntnissen aus dem OECD-Workshop on Fire PSA ggf. auch mit der U.S. NRC wurden dann für das Vorhaben SR 2491 Mittel zur Erstellung eines Fragenkataloges im Arbeitspaket 2 (s. u.) beantragt. In Gesprächen im Rahmen des Vorhabens SR 2491 am 22. und 23.09.2005 und mit Schreiben vom 5.10.2005 /SAL 05/ ersuchte dann die U.S. NRC die GRS um eine engere Zusammenarbeit auf diesem Gebiet.

Außerdem fand im Rahmen des BMU-Vorhabens SR 2491 am 18.11.2005 ein Expertengespräch von BMU und BfS mit der von derartigen Ereignissen in ihren Kernkraftwerken betroffenen Landesaufsichtsbehörde Schleswig-Holstein und ihrem Gutachter dazu, dem Germanischen Lloyd (GL), sowie der GRS statt. Dieses Gespräch ergab (siehe /GL 05/ und /KLI 05/) die Notwendigkeit, diese Art von Ereignissen vertieft zu untersuchen und insbesondere im Hinblick auf die Auswirkungen auf sicherheitstechnisch relevante Komponenten und Systeme sowie brandschutztechnische Einrichtungen zu betrachten. In diesem Zusammenhang ist mittels weiterführender Untersuchungen eine Vielzahl von Fragestellungen, u. a. zu den dabei entstehenden Drücken und Energiefreisetzungen, zur klären.

Weiterhin ergab sich bei mehreren Arbeitstreffen internationaler Fachleute zum Thema des hochenergetischen Komponentenversagens elektrischer Einrichtungen (High Energy Electric (Arcing) Faults) bei der GRS in Garching am 5.05.2006 und bei der U.S. NRC in Washington, DC (USA) am 23.05.2006, dass international ein zunehmendes Interesse an vertieften Untersuchungen zur Problematik des hochenergetischen elektrischen Komponentenversagens, seinen Ursachen und der zugrunde liegenden physikalischen Phänomenen besteht. Nach ersten französischen Auswertungen relevanter Ereignisse dieses Typs in kerntechnischen Einrichtungen im In- und Ausland scheint deren Anteil an der Kernschadenshäufigkeit nicht vernachlässigbar zu sein. Dementsprechend sollte den Schadensmechanismen für die 'High Energy Arcing Faults (HEAF)' verstärkt Bedeutung zugemessen werden. Auch die Betriebserfahrung in Anlagen in Kanada, Japan und Schweden zeigt nach Aussage von Teilnehmern seitens Vertretern der kanadischen Aufsichtsbehörde CNSC, von JNES (Japan) und seitens der schwedischen Aufsichtsbehörde SKI die Signifikanz von HEAF-Ereignissen auf.

Als Voraussetzung für die Durchführung der vertieften Untersuchungen ist zunächst der für die Thematik des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten relevante nationale wie internationale Stand von Wissenschaft und Technik systematisch zu erfassen und zusammen mit anderen an diesem Projekt beteiligten Institutionen, insbesondere der U.S.-amerikanischen NRC (Nuclear Regulatory Commission), der schwedischen Behörde SSM (vormals SKI), des französischen Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN) und der belgischen Gutachterorganisation BEL V (früher AVN), aufzubereiten.

Mit den Ergebnissen des Vorhabens soll der Stand von Wissenschaft und Technik zu dieser Thematik weiterentwickelt und einer breiten Fachöffentlichkeit auf Seiten der Aufsichtsbehörden und deren Gutachtern, ebenso wie auf Seiten der Betreiber zur Verfügung gestellt werden.

2 Stand von Wissenschaft und Technik zu Beginn des Vorhabens

In den letzten Jahren hat es international wie national eine Reihe von zumeist explosionsartig verlaufenden Brandereignissen infolge eines hochenergetischen Versagens elektrischer Einrichtungen, gegeben. Häufig handelte es sich bei diesen Einrichtungen um Schaltanlagen. Für eines dieser Ereignisse im französischen Kernkraftwerk Gravelines im Jahr 2001 wurden seitens der französischen Gutachterorganisation IRSN (*Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire*) vorläufige probabilistische Untersuchungen mit dem Ergebnis einer vergleichsweise hohen Kernschadenshäufigkeit von nahezu $5 \text{ E-}04$ pro Jahr durchgeführt. Für andere dieser international aufgetretenen Brandereignisse ergaben sich laut IRSN-Schreiben vom 29.11.2004 an die GRS /NAZ 04/ Kernschadenshäufigkeiten zwischen $9 \text{ E-}05$ und $2 \text{ E-}03$. Diese Ergebnisse verdeutlichen die hohe sicherheitstechnische Bedeutung derartiger Ereignisse. Dies hat die französischen Aufsichtsbehörden dazu veranlasst, Brände infolge eines hochenergetischen elektrischen Versagens eingehender zu untersuchen. Zu einigen dieser Ereignisse wurde auf Wunsch des BMU in der Vergangenheit seitens der GRS im Rahmen verschiedener Vorhaben kurze Vorabstellnahmen verfasst.

Auch die Betriebserfahrung in anderen Ländern mit Kernkraftwerken, insbesondere in Belgien, Canada, Japan, Schweden und den USA, zeigt, ebenso wie die deutsche Betriebserfahrung (vgl. dazu /GL 05/ und /KLI 05/), nach Expertenaussagen die Signifikanz derartiger Ereignisse auf. Zudem gibt es mittlerweile auch erste Erfahrungsberichte zu derartigen Versagensmechanismen aus dem nichtnuklearen Bereich, über die insbesondere in den USA und Belgien Kenntnisse vorliegen.

Vertiefte Untersuchungen zum hochenergetischen elektrischen Komponentenversagen und dessen Auswirkungen auf sicherheitstechnisch relevante Komponenten und Systeme sowie brandschutztechnische Einrichtungen wurden weltweit jedoch bisher noch nicht durchgeführt, diese werden jedoch von den nationalen wie internationalen Fachleuten wegen der sicherheitstechnischen Bedeutung solcher Ereignisse kurz- bis mittelfristig für erforderlich erachtet. In diesem Zusammenhang ist mittels weiterführender Untersuchungen eine Vielzahl von Fragestellungen, u. a. zu den dabei entstehenden Drücken und Energiefreisetzung, zu klären.

3 Auswertung der Betriebserfahrung

3.1 Auswertung der nationalen Betriebserfahrung

Um vertiefte Untersuchungen zur Thematik des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten durchführen zu können, ist es erforderlich, den Stand von Wissenschaft und Technik systematisch zu erfassen aufzubereiten. Dazu ist national wie international die Betriebserfahrung zu derartigen Ereignissen auszuwerten. Dazu wurde auf deutscher Seite ein Fragebogen an die Betreiber deutscher Kernkraftwerke entwickelt und an die Kernkraftwerke zur Beantwortung verteilt.

3.1.1 Erkenntnisse aus ausgewählten HEAF-Ereignissen in deutschen Kernkraftwerken

Als ein erstes Ergebnis der Untersuchungen zu ausgewählten Ereignissen mit HEAF in deutschen Kernkraftwerken hat sich herausgestellt, dass bei den zu untersuchenden Komponenten auch Starkstromkabel zu berücksichtigen sind. Auch dort können, z. B. aus Altersgründen, Umgebungseinflüssen, Herstellungsfehlern usw., HEAF-Ereignisse auftreten. Bislang wird in deutschen Kernkraftwerken nicht unterstellt, dass 10 kV-Kabel in Kabelräumen und Kabelkanälen durch Kurzschluss versagen. Das Ereignis 2004/111/112 zeigt aber sehr wohl, dass derartige Ereignisse betrachtet werden müssen:

Bei diesem Ereignis in einem norddeutschen Kernkraftwerk kam es im Jahr 2004 zu einem spontanen, länger anhaltender Kurzschluss in einem 10 kV-Kabel. Das Kabel verläuft vom Eigenbedarfstransformator über einen Kabelkanal ins Schaltanlagegebäude. Eine schematische Darstellung des betroffenen elektrischen Schaltkreises ist in Abb. 3-1 gegeben. Ein Teil der Kabel wurden in Kabelformsteinen aus Beton verlegt. Die Kabelverlegung (siehe Abb. 3-2) durch Kabelformsteine erfolgte aufgrund spezieller Bodenverhältnisse am Kraftwerksort.

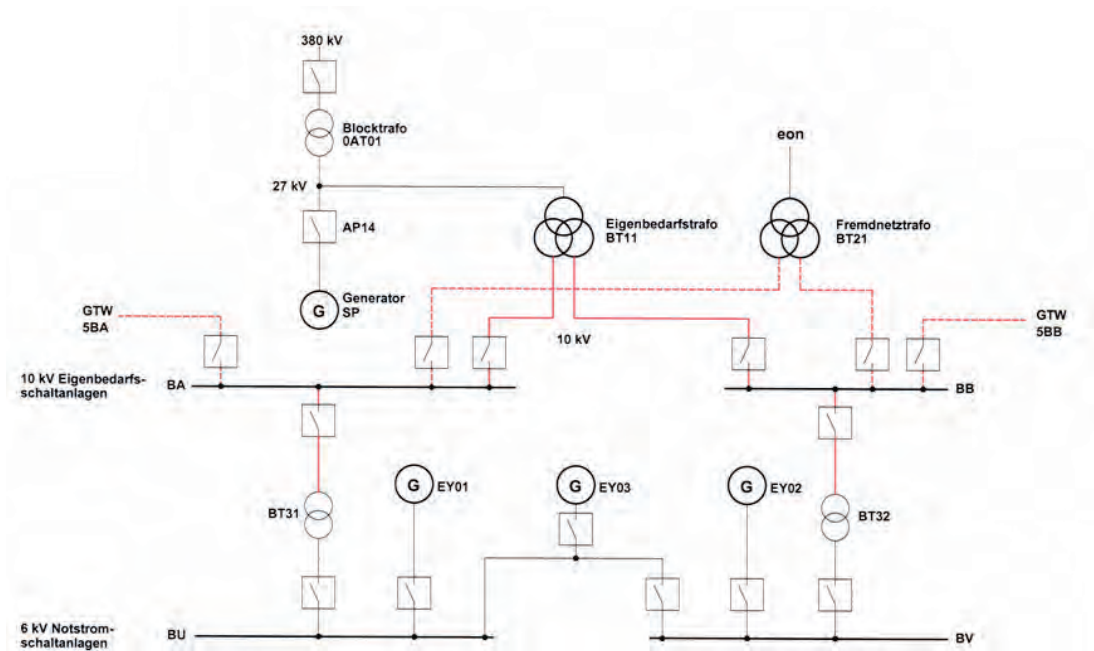


Abb. 3-1: Schema des elektrischen Schaltkreises

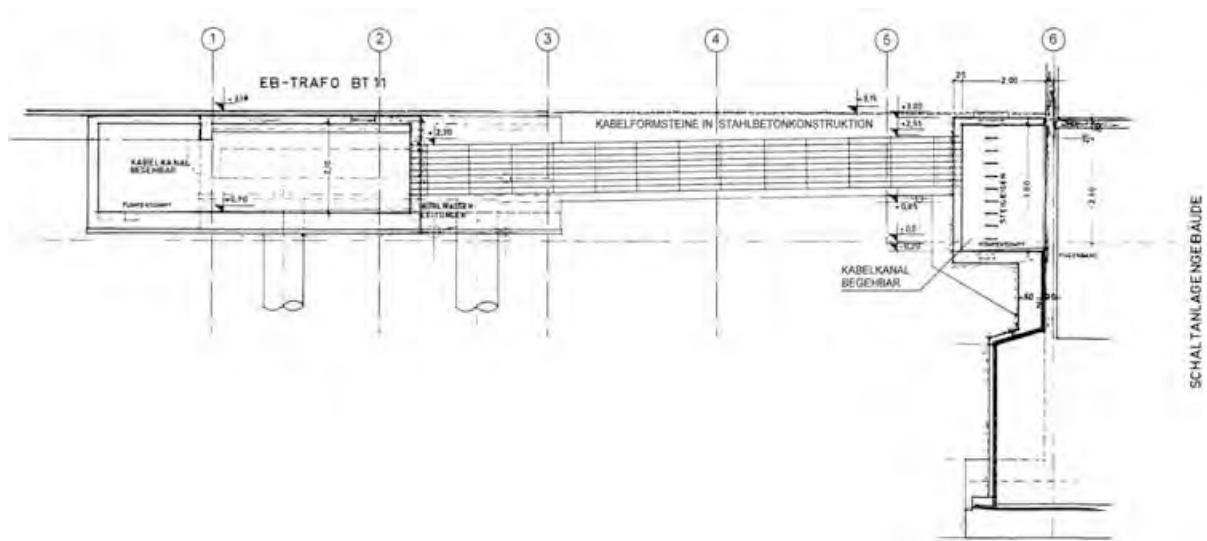


Abb. 3-2: Schnitt durch die in Kabelformsteinen verlegte betroffene Kabeltrasse

Der Kurzschluss erfolgte in einem 10 kV-Kabel innerhalb eines Kabelformsteins. Benachbarte Kabel wiesen äußere Beschädigungen auf. Der Kurzschluss dauerte mehrere Sekunden an. Innerhalb dieser Zeit verbrannte ca. 1 Meter Kabel vollständig, einschließlich der Kupferleitungen. Die Schäden können den Abbildungen Abb. 3-3 und Abb. 3-4 entnommen werden.



Abb. 3-3: Links: Kabelkanal nach Entfernung der Kabel; Rechts: beschädigte Kabeltrasse



Abb. 3-4: Links: Mit Dämmschichtbildner beschichtete Kabel in dem betroffenen Kabelkanal; Rechts: beschichtete Kabel mit Rußablagerungen nach dem Ereignis

Durch das Verbrennen des PVCs kam es zu einer starken Verrauchung des Kabelkanals. Die Brandmeldeanlage hat unverzüglich angesprochen. Der Kurzschluss führte aber zu keiner Brandausbreitung und der Brand blieb auf die Kurzschlussstelle begrenzt und verlöschte von selbst, nachdem der Strom abgestellt war. Der Brand dauerte nur wenige Sekunden, trotzdem war die Rauchentstehung erheblich. Innerhalb des Kabelkanals sind alle Kabel mit einer Brandschutzbeschichtung versehen, die eine Brandausbreitung sicher verhindert hat.

Der beim Kurzschluss entstandene Überdruck wurde über offene Kabelrohre, die zum Transformator führen, und Undichtigkeiten abgebaut. Wie hoch der tatsächliche Druck war, konnte nicht ermittelt werden. Es wurden keine Beschädigungen an Türen, Klappen und Brandschottungen festgestellt.

Der Kurzschluss ist eindeutig auf die Alterung der 10 kV PVC-Kabel zurückzuführen. Der Alterungsprozess wurde in diesem Fall durch die schlechte Wärmeabfuhr innerhalb der Kabelformsteine beschleunigt.

Nach diesem Ereignis wurde eine komplette Erneuerung der sicherheitsrelevanten 10 kV-Kabelstrecke, die über 30 Jahre alt war, vorgenommen.

Andere Maßnahmen in einem Kernkraftwerk aus dem Zuständigkeitsbereich des Germanischen Lloyd resultieren aus den Untersuchungen im Rahmen der Periodischen Sicherheitsüberprüfung (PSÜ). Dabei konnte die Standsicherheit der Umfassungsbauteile bei einem unterstellten HEAF-Ereignis in einer 10 kV-Schaltanlage nicht ausreichend nachgewiesen werden. Unterstellt wird, dass 10 kV-Schaltanlagen versagen und der daraus resultierende Druckaufbau beherrschbar sein muss. Aufgrund dessen wurden seitens des Betreibers als erste Maßnahme eine Verstärkung der relevanten Wände vorgenommen (Vorsetzen von Blechwänden) und eine Vergrößerung des Druckabbauraumes, durch die Offenhaltung von Türen zu den angrenzenden Bereichen (Offenhalteeinrichtungen an Brandschutztüren).

Ferner ist vorgesehen, dass an 10 kV Schaltern die derzeitigen Sicherungen mit einer Ansprechzeit von ca. 500 ms gegen schnell auslösende Sicherungen (Störlichtbogenerfassung) mit einer Ansprechzeit von ca. 100 ms auszutauschen.

3.1.2 Entwicklung eines Fragenkatalogs an die Betreiber von Kernkraftwerken in Deutschland

Entsprechend der in Kapitel 1 dargestellten Zielsetzung der Auswertung der nationalen wie internationalen Betriebserfahrung sollten zunächst mit Hilfe eines bereits im Rahmen des Vorhabens SR 2491 erstellten Entwurfes für einen Fragenkatalog unter Berücksichtigung von verfügbaren Informationen zu ausgewählten ausländischen HEAF-Ereignissen die Kernkraftwerksbetreiber über diesbezügliche Erfahrungen in deutschen Kernkraftwerken gebeten werden.

Dementsprechend wurde in einem ersten Schritt der von der GRS erarbeitete und in der internationalen Expertengruppe zu HEAF bei einem Arbeitstreffen im November 2006 bei SKI in Stockholm diskutierte internationale Fragenkatalog überarbeitet, welcher alle verfügbaren und hinsichtlich einer möglichen Übertragbarkeit auf deutsche Anlagen erforderlichen Informationen zu den aufgetretenen Ereignissen in deutschen und ausländischen Anlagen ent-

hält. Mit Hilfe dieses Fragenkatalogs sollte dann eine Umfrage über Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber (VGB) erfolgen, um daraus Erkenntnisse zu den Erfahrungen in deutschen Kernkraftwerken zu erhalten. Gleichzeitig wurde dieser Fragenkatalog auch den internationalen Fachleuten übergeben, um diesen ggf. an die Kraftwerksbetreiber in ihren Ländern weiterleiten zu können, um möglichst viele auswertbare Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung zu erhalten.

Ziel ist es, mittelfristig anhand der beantworteten Fragen umfangreiche Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung zu gewinnen, so dass es deutschen wie internationalen Fachleuten möglich ist, Vorschläge zur Verbesserung der Sicherheit der Anlagen und insbesondere für brandschutztechnische Ertüchtigungen im Hinblick auf das hochenergetische elektrische Versagen von Schaltanlagen und anderen elektrischen Einrichtungen abzuleiten.

3.1.3 Hintergrund und Zweck des Fragebogens

Im Rahmen mehrerer Arbeitstreffen beschlossen die internationalen Fachleute, in einem ersten Schritt eine Auswertung der Betriebserfahrung kerntechnischer Anlagen in den beteiligten Ländern zum hochenergetischen Versagen elektrischer Einrichtungen und Komponenten (High Energy Arcing Faults, HEAF) anhand eines speziell dazu zu erstellenden Fragebogens durchzuführen. Dazu wurde von dem internationalen Expertengremium ein entsprechender Fragenkatalog erarbeitet, der sich an die Betreiber dieser Anlagen richtet und von diesen beantwortet werden soll. Die Auswertung sollte dann national durch die Mitglieder der internationalen Arbeitsgruppe, d. h. in Deutschland durch die GRS, erfolgen und anschließend in einem breiten internationalen Expertenkreis international diskutiert werden. Nach Ansicht der beteiligten Fachleute soll in diesem Zusammenhang insbesondere festgestellt werden, welche möglichen Auswirkungen auf angrenzende Komponenten, Brandschutzeinrichtungen, Raumabschlüsse und Raumbereiche auftreten können, die über die üblichen bzw. bekannten Brandeinwirkungen (Verrauchung, Verrußung, Wärmeeinwirkung) hinausgehen.

Nach eingehender Diskussion der internationalen Experten ergab sich ein insgesamt mehr als dreißig Fragen umfassender internationaler Fragenkatalog (siehe Anhang A-1 sowie /ROE 07/ bzw. /ROE 07a/). Eine Diskussion mit Fachleuten eines Kernkraftwerkes in Deutschland, welches über Erfahrungen mit solchen HEAF-Ereignissen verfügt, der dort zuständigen Aufsichtsbehörden und deren Gutachter ergab, dass der Betreiber nicht alle Fragen dieses internationalen Katalogs beantworten kann.

Es ist nur möglich, solche Fragen zu beantworten, die sich auf die Betriebserfahrung selbst und daraus abgeleitete Maßnahmen und Ertüchtigungen sowie die Anlagenauslegung beziehen. Demzufolge wurde der Fragenkatalog seitens der GRS und den hinzugezogenen Fachleuten von der Germanischer Lloyd (GL) Bautechnik GmbH so überarbeitet, dass die Fragen seitens der Betreiber vollständig zu beantworten sein sollten. Nachfolgend sind die wesentlichen Fragen aufgeführt. Der vollständige deutsche Fragenkatalog findet sich in Anhang A-2.

3.1.3.1 Fragen an die Betreiber zu in deutschen Anlagen aufgetretenen Ereignissen

Betriebserfahrung

1. Gibt es in der Betriebserfahrung der Anlage einschließlich der Netzanbindung Ereignisse, die mit einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten und Einrichtungen ≥ 6 kV im Zusammenhang stehen?
2. Welche Schäden sind dabei entstanden? Darstellung des Schadensbereiches und -ausmaßes mit kurzer Beschreibung (z. B. Explosionsdruckwelle, Druckaufbau, Brand etc.)
3. In welchen Gebäuden, Räumen bzw. Anlagenbereichen traten solche Ereignisse auf?
4. An welcher Komponente trat das hochenergetische Versagen auf (z. B. Schaltanlage, Transformator (ölgefüllt, Trockentransformator), Kabel, Strom-Spannungs-Wandler, Kurzschlüsse in Anschlusskästen für Armaturen etc.)?
5. Auf welcher Spannungsebene arbeitete die betroffene Komponente, wie hoch war der Nominalstrom an der Komponente?
6. Falls bekannt: Wie hoch war die Überspannung bzw. der Überstrom bei dem Ereignis?
7. Wie wurde das Ereignis mit hochenergetischem Komponentenversagen erkannt: Direkt durch Brandmeldedetektoren, visuell, durch Geräusche vor Ort oder indirekt durch Fehlsignale (soweit möglich, detaillierte Beschreibung)? Beobachtungen und Befunde

8. Im Falle eines Lichtbogens als erkannter Ursache: Wie lange dauerte dieser an? Wie wurde dieser beendet?
(Anmerkung: Nach Aussage ausländischer Fachleute besteht ggf. eine Korrelation zwischen Dauer des Lichtbogens und Schadensausmaß.)

Auswirkungen

9. Hat es übergreifende Auswirkungen und indirekte bzw. Sekundärschäden (z. B. Druckwellen, Beschuss durch Trümmerteile, u. a. induzierte hochfrequente Spannung, usw.) auf angrenzende Komponenten oder Bereiche gegeben? Wurden in der Folge Schutzeinrichtungen unwirksam?
10. Waren die Schäden auf einen Raum bzw. eine Redundanz (bzw. Strang) beschränkt oder waren mehrere betroffen?
11. Welche Brandschutzmaßnahmen (passive bauliche oder aktive anlagentechnische) waren durch die Auswirkungen des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten beeinträchtigt, insbesondere durch Druckaufbau und Trümmerteile?

Brandbekämpfung, sofern gegeben

12. Erfolgte eine Brandbekämpfung?
13. Falls ja, welche Brandbekämpfungseinrichtungen und -maßnahmen kamen zum Einsatz? Welche waren erfolgreich?
14. Wie lange dauerte der Brand an? (grobe Abschätzung)

Ereignisursachen

15. War es möglich, die Ursachen des hochenergetischen Versagens zu finden? Falls ja, was waren die möglichen Ursachen?
16. Sofern die zugrunde liegenden Ursachen (root causes) gefunden wurden, welche waren es? Menschliche (Fehlhandlungen, Fehler), technische, administrative Ursachen oder Kombinationen verschiedener Arten von root causes? Bitte listen Sie alle Arten beteiligter root causes auf.

Maßnahmen gegen Wiederholung

17. Welche Maßnahmen gegen Wiederholung eines solchen Ereignisses wurden getroffen?

3.1.3.2 Fragen an die Betreiber ohne Beobachtungen aus in den Anlagen aufgetretenen Ereignissen

Vorbeugende Maßnahmen

1. In welchen Räumen befinden sich Komponenten und Einrichtungen mit dem Potential eines hochenergetischen elektrischen Versagens? Befinden sich sicherheitsrelevante Komponenten in diesen Räumen bzw. in angrenzenden Bereichen? Wenn ja, welche? Bitte machen Sie Angaben über deren Aufstellung mit Zuordnung zu Raumbereichen und ggf. Redundanzen einschließlich der vorhandenen baulichen Brandschutzmaßnahmen.
2. Welche Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen eines unterstellten Ereignisses mit hochenergetischem elektrischem Versagen (z. B. Druckaufbau) wurden bei der Auslegung bzw. nachträglich getroffen?
3. Kann mit den vorbeugenden Maßnahmen eine Beeinträchtigung sicherheitstechnisch relevanter Einrichtungen ausgeschlossen werden?
4. Sind weitere Maßnahmen (u. a. Überwachung, wiederkehrende Prüfungen (WKP) oder Alterungsmanagement) zur Vermeidung eines derartigen hochenergetischen elektrischen Komponentenversagens geplant?

Bewertung ohne direkte Beobachtungen aus Ereignissen

5. Inwieweit werden Ereignisse mit hochenergetischem elektrischen Versagen von Komponenten und ihre möglichen Auswirkungen in der SÜ (SSA und PSA) berücksichtigt?

3.1.4 Erste beispielhafte Beantwortung des Fragenkatalogs und deren Pilotauswertung

Der in Anhang A-2 dargestellte Fragenkatalog an die Betreiber deutscher Kernkraftwerke wurde mittlerweile an zwei Betreiber von insgesamt drei Kraftwerksblöcken für eine Muster-

beantwortung der Fragen und einen entsprechenden Erfahrungsrückfluss übergeben. In den betroffenen Kernkraftwerken gab es insgesamt sechs meldepflichtige HEAF-Ereignisse, zu denen der GRS auch Erkenntnisse vorliegen. Die GRS hat die ihr vorliegenden Informationen genutzt, um zumindest für diese ersten meldepflichtigen HEAF-Ereignisse zumindest schon die direkt auf Ereignisse bezogenen Fragen musterhaft und noch unvollständig zu beantworten. Die Referenzkraftwerke sollen die Beantwortung des Fragenkataloges auf der Basis dieser ersten Pilotantworten vervollständigen.

3.1.4.1 Fragenbeantwortung für ein meldepflichtiges Ereignis im Jahr 2006

Betriebserfahrung

1. Gibt es in der Betriebserfahrung der Anlage einschließlich der Netzanbindung Ereignisse, die mit einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten und Einrichtungen ≥ 6 kV im Zusammenhang stehen?

Im 380-V-Bereich wurde aufgrund eines ungenügenden Kontaktschlusses in einem Schaltstück eines Schützes des Schaltereinschubs für die Nebenkühlwasserpumpe ein Lichtbogen bei einem Schaltvorgang erzeugt (Ereignisnummer 012/2006).

2. Welche Schäden sind dabei entstanden? Darstellung des Schadensbereiches und -ausmaßes mit kurzer Beschreibung (z. B. Explosionsdruckwelle, Druckaufbau, Brand etc.)

Es entstand ein Lichtbogen mit Schmauchspuren. Es kam zwar zum Ansprechen der Brandmelder, es hat sich jedoch kein Brand entwickelt.

3. In welchen Gebäuden, Räumen bzw. Anlagenbereichen traten solche Ereignisse auf?

Das Ereignis trat im Schaltanlagegebäude; Gebäudeteil ZE auf.

4. An welcher Komponente trat das hochenergetische Versagen auf (z. B. Schaltanlage, Transformator (ölgefüllt, Trockentransformator), Kabel, Strom-Spannungs-Wandler, Kurzschlüsse in Anschlusskästen für Armaturen etc.)?

Das hochenergetische Versagen ereignete sich an einem Schaltanlageneinschub.

5. Auf welcher Spannungsebene arbeitete die betroffene Komponente, wie hoch war der Nominalstrom an der Komponente?

Die Komponente arbeitete auf einer Spannungsebene von 380 V, der Nominalstrom ist nicht bekannt.

6. Falls bekannt: Wie hoch war die Überspannung bzw. der Überstrom bei dem Ereignis?

Diese Information liegt der GRS nicht vor.

7. Wie wurde das Ereignis mit hochenergetischem Komponentensversagen erkannt: Direkt durch Brandmeldedetektoren, visuell, durch Geräusche vor Ort oder indirekt durch Fehlsignale (soweit möglich, detaillierte Beschreibung)? Beobachtungen und Befunde

Es erfolgte eine betriebliche Rückmeldung auf der Warte „Unterspannung der Schiene EW“, außerdem haben Brandmelder angesprochen.

8. Im Falle eines Lichtbogens als erkannter Ursache: Wie lange dauerte dieser an? Wie wurde dieser beendet?

(Anmerkung: Nach Aussage ausländischer Fachleute besteht ggf. eine Korrelation zwischen Dauer des Lichtbogens und Schadensausmaß.)

Die Information liegt der GRS nicht vor.

Auswirkungen

9. Hat es übergreifende Auswirkungen und indirekte bzw. Sekundärschäden (z. B. Druckwellen, Beschuss durch Trümmerteile, u. a. induzierte hochfrequente Spannung, usw.) auf angrenzende Komponenten oder Bereiche gegeben? Wurden in der Folge Schutzeinrichtungen unwirksam?

Es gab keine Druckwelle und keinen Brand, aber einen Spannungseinbruch aufgrund des Lichtbogens. Es kam zu einer Nichtverfügbarkeit der Schiene EW durch manuelle Freischaltung zwecks Instandsetzung.

10. Waren die Schäden auf einen Raum bzw. eine Redundanz (bzw. Strang) beschränkt oder waren mehrere betroffen?

Ja, es war nur ein Strang betroffen, obgleich potentielle Ursachen an mehreren Schützen entdeckt wurden.

11. Welche Brandschutzmaßnahmen (passive bauliche oder aktive anlagentechnische) waren durch die Auswirkungen des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten beeinträchtigt, insbesondere durch Druckaufbau und Trümmerteile?

keine

Brandbekämpfung, sofern gegeben

12. Erfolgte eine Brandbekämpfung?

Nein, eine Brandbekämpfung war nicht notwendig.

13. Falls ja, welche Brandbekämpfungseinrichtungen und -maßnahmen kamen zum Einsatz? Welche waren erfolgreich?

-

14. Wie lange dauerte der Brand an? (grobe Abschätzung)

Es liegen der GRS keine Angaben dazu vor.

Ereignisursachen

15. War es möglich, die Ursachen des hochenergetischen Versagens zu finden? Falls ja, was waren die möglichen Ursachen?

Es lag ein Ermüdungsbruch von Führungshülsen aus Kunststoff vor. Die Kontakte konnten daher nicht mehr voll geschlossen werden, es entstand dadurch ein Lichtbogen.

16. Sofern die zugrunde liegenden Ursachen (root causes) gefunden wurden, welche waren es? Menschliche (Fehlhandlungen, Fehler), technische, administrative Ursachen oder Kombinationen verschiedener Arten von root causes? Bitte listen Sie alle Arten beteiligter root causes auf.

Es handelte sich um technische Ursachen sowie die Alterung von Kunststoff.

Maßnahmen gegen Wiederholung

17. Welche Maßnahmen gegen Wiederholung eines solchen Ereignisses wurden getroffen?

Es erfolgten ein Austausch von defekten Schaltanlageneinschüben, häufigere Sichtkontrollen sowie der Austausch von auffälligen Typen durch das Nachfolgemodell des Herstellers.

3.1.4.2 Fragenbeantwortung für ein meldepflichtiges Ereignis im Jahr 2005

Betriebserfahrung

1. Gibt es in der Betriebserfahrung der Anlage einschließlich der Netzanbindung Ereignisse, die mit einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten und Einrichtungen ≥ 6 kV im Zusammenhang stehen?

Ja, ein Ereignis „Störung der Eigenbedarfsversorgung mit Reaktorschnellabschaltung“ trat am 23.08.2004 mit der Ereignisnummer 060/2005 auf.

2. Welche Schäden sind dabei entstanden? Darstellung des Schadensbereiches und -ausmaßes mit kurzer Beschreibung (z. B. Explosionsdruckwelle, Druckaufbau, Brand etc.)

Bei der Prüfung nach Instandhaltungsarbeiten der Sprühflutpumpe UX02D101 und der Schiene BX, die während der Instandhaltungsarbeiten freigeschaltet wurden, wurde die Pumpe von der Warte aus eingeschaltet. Es kam zu einem Lichtbogen am Schalter 2BX01. Aufgrund der Überstromschutzeinrichtung und einer manuellen Abschaltung nach Rückmeldung auf der Warte wurde die Pumpe abgeschaltet. Durch den Lichtbogen kam zu einer der Anregung der Unterspannung < 80 % und damit zu einem kurzzeitigen Schienennotstromfall.

3. In welchen Gebäuden, Räumen bzw. Anlagenbereichen traten solche Ereignisse auf?

Derartige Ereignisse traten im Kühlwasserpumpenhaus und im Gebäude ZM auf.

4. An welcher Komponente trat das hochenergetische Versagen auf (z. B. Schaltanlage, Transformator (ölgefüllt, Trockentransformator), Kabel, Strom-Spannungs-Wandler, Kurzschlüsse in Anschlusskästen für Armaturen etc.)?

Das hochenergetische Versagen trat am Schalter / Schaltwagen auf.

5. Auf welcher Spannungsebene arbeitete die betroffene Komponente, wie hoch war der Nominalstrom an der Komponente?

Die betroffene Komponente arbeitete auf der Spannungsebene 6 kV, der Nominalstrom ist nicht bekannt.

6. Falls bekannt: Wie hoch war die Überspannung bzw. der Überstrom bei dem Ereignis?

Dies ist nicht bekannt (ggf. Ansprechwert der Überstromeinrichtung ergänzen).

7. Wie wurde das Ereignis mit hochenergetischem Komponentenversagen erkannt: Direkt durch Brandmeldedetektoren, visuell, durch Geräusche vor Ort oder indirekt durch Fehlsignale (soweit möglich, detaillierte Beschreibung)? Beobachtungen und Befunde

Die Erkennung erfolgte durch betriebliche Rückmeldung auf der Warte sowie Aktionen des Reaktorschutzes.

8. Im Falle eines Lichtbogens als erkannter Ursache: Wie lange dauerte dieser an? Wie wurde dieser beendet?

(Anmerkung: Nach Aussage ausländischer Fachleute besteht ggf. eine Korrelation zwischen Dauer des Lichtbogens und Schadensausmaß.)

Die exakte Dauer deskurzzeitigen Lichtbogens ist nicht bekannt (siehe auch Punkt 2).

Auswirkungen

9. Hat es übergreifende Auswirkungen und indirekte bzw. Sekundärschäden (z. B. Druckwellen, Beschuss durch Trümmerteile, u. a. induzierte hochfrequente Spannung, usw.) auf angrenzende Komponenten oder Bereiche gegeben? Wurden in der Folge Schutzeinrichtungen unwirksam?

Es gab keine Druckwelle und keinen Brand, jedoch einen Spannungseinbruch aufgrund des Lichtbogens. Es kam zu einem Schienennotstromfall der Schiene BV, Anregung über Reaktorschutzsignal.

10. Waren die Schäden auf einen Raum bzw. eine Redundanz (bzw. Strang) beschränkt oder waren mehrere betroffen?

Ja, es war nur ein Strang betroffen.

11. Welche Brandschutzmaßnahmen (passive bauliche oder aktive anlagentechnische) waren durch die Auswirkungen des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten beeinträchtigt, insbesondere durch Druckaufbau und Trümmerteile?

keine

Brandbekämpfung, sofern gegeben

12. Erfolgte eine Brandbekämpfung?

Nein, eine Brandbekämpfung war nicht notwendig.

13. Falls ja, welche Brandbekämpfungseinrichtungen und -maßnahmen kamen zum Einsatz? Welche waren erfolgreich?

-

14. Wie lange dauerte der Brand an? (grobe Abschätzung)

Es liegt keine Information dazu vor.

Ereignisursachen

15. War es möglich, die Ursachen des hochenergetischen Versagens zu finden? Falls ja, was waren die möglichen Ursachen?

Der Schaltwagen des Leistungsschalters war nicht ganz eingefahren, Der dadurch fehlende Schaltkontakt führte zu einem Lichtbogen. Am Spezialwerkzeug zum Einfahren und Verriegeln des Schaltwagens war ein Stift gebrochen, der für die richtige Positionierung maßgeblich ist. Der abgebrochene Stift wurde bei der Aufnahme des Schalters nicht gefunden. Es ist unklar, ob er bei der aktuellen Handhabung abbrach oder ob das Werkzeug bereits zuvor beschädigt war. Eine Verriegelungskette zur Überwachung der Endlagen war in dieser Schaltanlage nicht vorhanden. Diese Art Leistungsschalter war lediglich in den vier Positionen der Stromversorgung für UX (Schaltanlagen BW/BX) im Einsatz.

16. Sofern die zugrunde liegenden Ursachen (root causes) gefunden wurden, welche waren es? Menschliche (Fehlhandlungen, Fehler), technische, administrative Ursachen oder Kombinationen verschiedener Arten von root causes? Bitte listen Sie alle Arten beteiligter root causes auf.

Es handelte sich um technische Ursachen.

Maßnahmen gegen Wiederholung

17. Welche Maßnahmen gegen Wiederholung eines solchen Ereignisses wurden getroffen?

Die Schaltanlagen BX und BW für die UX-Pumpen sind vollständig ausgetauscht worden. Aufgrund der technischen Konzeption der neuen SF6-isolierten Schaltanlage ist eine sichere Überwachung der Schalterstellung (Schaltklarheit) gegeben. In dieser wird die Schaltklarheit durch die Betätigung eines Dreistellungs-Lastschalters hergestellt.

3.1.4.3 Fragenbeantwortung für ein meldepflichtiges Ereignis im Jahr 2004

Betriebserfahrung

1. Gibt es in der Betriebserfahrung der Anlage einschließlich der Netzanbindung Ereignisse, die mit einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten und Einrichtungen ≥ 6 kV im Zusammenhang stehen?

Es trat ein Ereignis „Störung der Eigenbedarfsversorgung mit Reaktorschnellabschaltung“ am 23.08.2004 mit den Ereignisnummern 111/2004 und 112/2004 auf.

2. Welche Schäden sind dabei entstanden? Darstellung des Schadensbereiches und -ausmaßes mit kurzer Beschreibung (z. B. Explosionsdruckwelle, Druckaufbau, Brand etc.)

Ca. 1 m Kabelstrecke des 10 kV-Kabels vom Eigenbedarfstransformator BT11 zur 10 kV Eigenbedarfsschaltanlage, die in Kabelformsteinen verliefen, wurden zerstört. Die Kabelformsteine in diesem Bereich wurden ebenfalls zerstört. Weitere in dem gleichen Formstein verlaufende Kabel wiesen Beschädigungen der äußeren Isolierung auf.

3. In welchen Gebäuden, Räumen bzw. Anlagenbereichen traten solche Ereignisse auf?

Die Ereignisse traten in erdverlegten Kabelformsteinen des Kabelkanals vom Dieselgebäude ZK zum Schaltanlagegebäude ZE auf.

4. An welcher Komponente trat das hochenergetische Versagen auf (z. B. Schaltanlage, Transformator (ölgefüllt, Trockentransformator), Kabel, Strom-Spannungs-Wandler, Kurzschlüsse in Anschlusskästen für Armaturen etc.)?

Das hochenergetische Versagen ereignete sich in Kabeln in einem Quadranten innerhalb eines Kanals aus Kabelformsteinen.

5. Auf welcher Spannungsebene arbeitete die betroffene Komponente, wie hoch war der Nominalstrom an der Komponente?

Die betroffene Komponente arbeitete auf der Spannungsebene 10 kV, der Nominalstrom nicht bekannt.

6. Falls bekannt: Wie hoch war die Überspannung bzw. der Überstrom bei dem Ereignis?

Informationen dazu liegen der GRS nicht vor.

7. Wie wurde das Ereignis mit hochenergetischem Komponentenversagen erkannt: Direkt durch Brandmeldedetektoren, visuell, durch Geräusche vor Ort oder indirekt durch Fehlsignale (soweit möglich, detaillierte Beschreibung)? Beobachtungen und Befunde

Die Erkennung erfolgte durch Wartemeldungen, Aktionen des Blockschutzes und des Reaktorschutzes sowie die Brandmeldung.

8. Im Falle eines Lichtbogens als erkannter Ursache: Wie lange dauerte dieser an? Wie wurde dieser beendet?

(Anmerkung: Nach Aussage ausländischer Fachleute besteht ggf. eine Korrelation zwischen Dauer des Lichtbogens und Schadensausmaß.)

Der Kurzschluss ist eindeutig auf die Alterung der 10 kV Kabel zurückzuführen. Der Alterungsprozess wurde in diesem Fall durch schlechte Wärmeabfuhr innerhalb der Kabelformsteine beschleunigt. Die Dauer des Lichtbogens liegt im Sekundenbereich.

Auswirkungen

9. Hat es übergreifende Auswirkungen und indirekte bzw. Sekundärschäden (z. B. Druckwellen, Beschuss durch Trümmerteile, u. a. induzierte hochfrequente Spannung, usw.) auf angrenzende Komponenten oder Bereiche gegeben? Wurden in der Folge Schutzeinrichtungen unwirksam?

Laut der Weiterleitungsnachricht zu diesem Ereignis wurde durch den Erdschluss an einem der beiden Notstromdiesel des UNS fehlerhaft ein zu tiefer Füllstand des Kühlwasserausgleichsbehälters angeregt. Somit war der Diesel durch diesen, dem Reaktorschutz vorrangigen Aggregateschutz bis zum Quittieren der Meldung nicht verfügbar.

10. Waren die Schäden auf einen Raum bzw. eine Redundanz (bzw. Strang) beschränkt oder waren mehrere betroffen?

Von den Schäden waren nur Kabel innerhalb eines Kanals aus Kabelformsteinen in einem Quadranten betroffen.

11. Welche Brandschutzmaßnahmen (passive bauliche oder aktive anlagentechnische) waren durch die Auswirkungen des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten beeinträchtigt, insbesondere durch Druckaufbau und Trümmerteile?

keine

Brandbekämpfung, sofern gegeben

12. Erfolgte eine Brandbekämpfung?

Nein, das Feuer verlosch von selbst.

13. Falls ja, welche Brandbekämpfungseinrichtungen und -maßnahmen kamen zum Einsatz? Welche waren erfolgreich?

-

14. Wie lange dauerte der Brand an? (grobe Abschätzung)

Der Brand dauerte kaum länger als der Kurzschluss an.

Ereignisursachen

15. War es möglich, die Ursachen des hochenergetischen Versagens zu finden? Falls ja, was waren die möglichen Ursachen?

Die aus Blitzschutzgründen nachträglich installierte Blechverkleidung der Kabelformsteine führte zu einer schlechteren Wärmeabfuhr und damit zu höheren Temperaturen innerhalb der Kabelformsteine. Dies beschleunigte den Alterungsprozess, welcher zu dem Ereignis führte.

16. Sofern die zugrunde liegenden Ursachen (root causes) gefunden wurden, welche waren es? Menschliche (Fehlhandlungen, Fehler), technische, administrative Ursachen oder Kombinationen verschiedener Arten von root causes? Bitte listen Sie alle Arten beteiligter root causes auf.

Es handelte sich um rein technische Ursachen (Alterung, siehe Punkt 8).

Maßnahmen gegen Wiederholung

17. Welche Maßnahmen gegen Wiederholung eines solchen Ereignisses wurden getroffen?

Es erfolgten ein Austausch aller 10 kV-Kabel mit sicherheitstechnischer Bedeutung sowie wiederkehrende Prüfungen des Isolationswiderstands von Kabeln.

3.1.4.4 Fragenbeantwortung für ein meldepflichtiges Ereignis im Jahr 1988

Betriebserfahrung

1. Gibt es in der Betriebserfahrung der Anlage einschließlich der Netzanbindung Ereignisse, die mit einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten und Einrichtungen ≥ 6 kV im Zusammenhang stehen?

Es trat ein Kurzschluss in der 220-kV/380-kV Hochspannungsanlage mit nachfolgendem Notstromfall am 19.04.1988 mit der Ereignisnummer 060/1988 auf.

2. Welche Schäden sind dabei entstanden? Darstellung des Schadensbereiches und -ausmaßes mit kurzer Beschreibung (z. B. Explosionsdruckwelle, Druckaufbau, Brand etc.)

Es traten eine Zerstörung eines Wandlers (laut Vorkommnismeldung 'Spannungs-Strom-Wandler', laut Stellungnahme des Gutachters (TÜV) sowie Bericht des Betreibers 'Strom-Spannungs-Wandler') 20AD01 durch Bersten bei Kurzschluss sowie eine nachfolgende Verbrennung von ca. 100 bis 200 l Ölinventar auf; laut Ereignismeldung kam es ebenfalls zu Schäden an Trenner und Erder, laut TÜV-Stellungnahme zu einer 'Beschädigung mehrerer Schaltgeräte'.

3. In welchen Gebäuden, Räumen bzw. Anlagenbereichen traten solche Ereignisse auf?

Das Ereignis ereignete sich an einer Freiluftschaltanlage der Spannungsebene 220 kV.

4. An welcher Komponente trat das hochenergetische Versagen auf (z. B. Schaltanlage, Transformator (ölgefüllt, Trockentransformator), Kabel, Strom-Spannungs-Wandler, Kurzschlüsse in Anschlusskästen für Armaturen etc.)?

Das hochenergetische Versagen ereignete sich am Wandler 20AD01 in der Phase S des 220 kV-Schaltfeldes.

5. Auf welcher Spannungsebene arbeitete die betroffene Komponente, wie hoch war der Nominalstrom an der Komponente?

Die betroffene Komponente arbeitete auf der Spannungsebene 220 kV, der Nominalstrom ist nicht bekannt.

6. Falls bekannt: Wie hoch war die Überspannung bzw. der Überstrom bei dem Ereignis?

Dieser Wert ist nicht bekannt, es ist mindestens $I > \text{Absicherung}$ anzugeben.

7. Wie wurde das Ereignis mit hochenergetischem Komponentensversagen erkannt: Direkt durch Brandmeldedetektoren, visuell, durch Geräusche vor Ort oder indirekt durch Fehlsignale (soweit möglich, detaillierte Beschreibung)? Beobachtungen und Befunde

Die Erkennung erfolgte durch Wartenmeldungen.

8. Im Falle eines Lichtbogens als erkannter Ursache: Wie lange dauerte dieser an? Wie wurde dieser beendet?

(Anmerkung: Nach Aussage ausländischer Fachleute besteht ggf. eine Korrelation zwischen Dauer des Lichtbogens und Schadensausmaß.)

Zunächst explodierte um 3:54 h ein 220 kV-Wandler im 220 kV-Schaltfeld des Haupt-Netzanschlusses von Block B. Im 220 kV-Schaltfeld wurden durch herumfliegende Trümmer und durch Lichtbogeneinwirkung mehrere Schaltgeräte und Einrichtungen beschädigt. Aufgrund des Fehlers schaltete der Leitungsschutz die 220 kV-Leitung nach Pfungstadt ab. Durch die Wandlerexplosion (herumspritzendes brennendes Öl und Lichtbogeneinwirkung) wurde der Bereich der räumlich über der Fehlstelle verlaufenden 380 kV-Leitung nach Bürstadt (zweiter Strang des Haupt-Netzanschlusses von Block B) ionisiert und dadurch ein Kurzschluss ausgelöst. Durch den Leitungsschutz wurde deshalb auch die 380 kV-Leitung nach Bürstadt abgeschaltet. Der fehlerhafte 220 kV-Wandler war schaltungstechnisch im Diff.-Schutzbereich des Maschinen(M)-Transformators 20AT012 angeordnet. Daher wurde dieser M-Transformator durch den Blockschutz abgeschaltet (*Zitat aus TÜV-Bericht vom Juni 1988 (Entwurf)*).

Auswirkungen

9. Hat es übergreifende Auswirkungen und indirekte bzw. Sekundärschäden (z. B. Druckwellen, Beschuss durch Trümmerteile, u. a. induzierte hochfrequente Spannung, usw.) auf angrenzende Komponenten oder Bereiche gegeben? Wurden in der Folge Schutzeinrichtungen unwirksam?

siehe Position 8

10. Waren die Schäden auf einen Raum bzw. eine Redundanz (bzw. Strang) beschränkt oder waren mehrere betroffen?

In beiden Anlagenblöcken kam es zum Notstromfall.

11. Welche Brandschutzmaßnahmen (passive bauliche oder aktive anlagentechnische) waren durch die Auswirkungen des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten beeinträchtigt, insbesondere durch Druckaufbau und Trümmerteile?

keine

Brandbekämpfung, sofern gegeben

12. Erfolgte eine Brandbekämpfung?

Ja, es erfolgte eine Brandbekämpfung.

13. Falls ja, welche Brandbekämpfungseinrichtungen und -maßnahmen kamen zum Einsatz? Welche waren erfolgreich?

Das Feuer wurde zunächst mit kleineren mobilen Feuerlöschern mit Pulver als Löschmittel sowie mit einem 250 kg Pulverlöschler bekämpft. Später wurden mit einem Schaumteppich die sich wieder entzündenden Teile des Wandlers abgedeckt. Gegen 0:40 h wurde 'Feuer aus' gemeldet.

14. Wie lange dauerte der Brand an? (grobe Abschätzung)

Der Brand dauerte ca. 46 min an.

Ereignisursachen

15. War es möglich, die Ursachen des hochenergetischen Versagens zu finden? Falls ja, was waren die möglichen Ursachen?

Es erfolgte eine Einstufung der Wandlerexplosion als Einzelfehler. Es sind keine weiteren Untersuchungen bekannt, ggf. verfügt der Betreiber mittlerweile über weitere Erkenntnisse.

16. Sofern die zugrunde liegenden Ursachen (root causes) gefunden wurden, welche waren es? Menschliche (Fehlhandlungen, Fehler), technische, administrative Ursachen oder Kombinationen verschiedener Arten von root causes? Bitte listen Sie alle Arten beteiligter root causes auf.

Es handelt sich um technische Ursachen (siehe oben unter Punkt 15).

Maßnahmen gegen Wiederholung

17. Welche Maßnahmen gegen Wiederholung eines solchen Ereignisses wurden getroffen?

Es erfolgte eine Einstufung der Wandlerexplosion als Einzelfehler, der GRS sind keine Maßnahmen gegen Wiederholung bekannt.

3.1.4.5 Fragenbeantwortung für ein meldepflichtiges Ereignis im Jahr 1979

Betriebserfahrung

1. Gibt es in der Betriebserfahrung der Anlage einschließlich der Netzanbindung Ereignisse, die mit einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten und Einrichtungen ≥ 6 kV im Zusammenhang stehen?

Im Jahr 1979 trat ein Ereignis im 220 V-Bereich mit der Ereignisnummer 007/1979 auf.

2. Welche Schäden sind dabei entstanden? Darstellung des Schadensbereiches und -ausmaßes mit kurzer Beschreibung (z. B. Explosionsdruckwelle, Druckaufbau, Brand etc.)

Bei der Auslösung von Steuerstäben kam es zu einer verzögerten Einfallzeit. Die Kontakte waren durch einen anstehenden Lichtbogen beschädigt. Ein Schütz war betroffen.

3. In welchen Gebäuden, Räumen bzw. Anlagenbereichen traten solche Ereignisse auf?

Diese Frage ist von der GRS nicht zu beantworten.

4. An welcher Komponente trat das hochenergetische Versagen auf (z. B. Schaltanlage, Transformator (ölgefüllt, Trockentransformator), Kabel, Strom-Spannungs-Wandler, Kurzschlüsse in Anschlusskästen für Armaturen etc.)?

Das hochenergetische Versagen ereignete sich an einem Schütz.

5. Auf welcher Spannungsebene arbeitete die betroffene Komponente, wie hoch war der Nominalstrom an der Komponente?

Die betroffene Komponente arbeitete vermutlich auf der Spannungsebene 220 V.

6. Falls bekannt: Wie hoch war die Überspannung bzw. der Überstrom bei dem Ereignis?

Es kam zu keiner Überspannung, infolge eines nicht ganz geschlossenen Kontakts entstand auf Grund der normalen Spannung an den Schützkontakten ein Lichtbogen (ähnlich Durchschlag Kondensator).

7. Wie wurde das Ereignis mit hochenergetischem Komponentenversagen erkannt: Direkt durch Brandmeldedetektoren, visuell, durch Geräusche vor Ort oder indirekt durch Fehlsignale (soweit möglich, detaillierte Beschreibung)? Beobachtungen und Befunde

Über eine verzögerte Einfallszeit durch Schreiber auf der Warte wurde das Ereignis registriert.

8. Im Falle eines Lichtbogens als erkannter Ursache: Wie lange dauerte dieser an? Wie wurde dieser beendet?

(Anmerkung: Nach Aussage ausländischer Fachleute besteht ggf. eine Korrelation zwischen Dauer des Lichtbogens und Schadensausmaß.)

Diese Frage kann durch die GRS nicht beantwortet werden.

Auswirkungen

9. Hat es übergreifende Auswirkungen und indirekte bzw. Sekundärschäden (z. B. Druckwellen, Beschuss durch Trümmerteile, u. a. induzierte hochfrequente Spannung, usw.) auf angrenzende Komponenten oder Bereiche gegeben? Wurden in der Folge Schutzeinrichtungen unwirksam?

nein

10. Waren die Schäden auf einen Raum bzw. eine Redundanz (bzw. Strang) beschränkt oder waren mehrere betroffen?

Es handelte sich um einen Einzelfehler in einem Raum bzw. einer Redundanz.

11. Welche Brandschutzmaßnahmen (passive bauliche oder aktive anlagentechnische) waren durch die Auswirkungen des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten beeinträchtigt, insbesondere durch Druckaufbau und Trümmerteile?

keine

Brandbekämpfung, sofern gegeben

12. Erfolgte eine Brandbekämpfung?

Eine Brandbekämpfung war nicht erforderlich (siehe Punkt 11).

13. Falls ja, welche Brandbekämpfungseinrichtungen und -maßnahmen kamen zum Einsatz? Welche waren erfolgreich?

-

14. Wie lange dauerte der Brand an? (grobe Abschätzung)

Dazu liegen der GRS keine Informationen vor.

Ereignisursachen

15. War es möglich, die Ursachen des hochenergetischen Versagens zu finden? Falls ja, was waren die möglichen Ursachen?

Der Lichtbogen entstand aufgrund nicht ganz geschlossener Schützkontakte aufgrund eines eingefallenen stecknadelgroßen Bruchstückes eines darüber befindlichen Leitungskanals

16. Sofern die zugrunde liegenden Ursachen (root causes) gefunden wurden, welche waren es? Menschliche (Fehlhandlungen, Fehler), technische, administrative Ursachen oder Kombinationen verschiedener Arten von root causes? Bitte listen Sie alle Arten beteiligter root causes auf.

Es handelt sich um einen Konzeptionsfehler mit der Möglichkeit eines Einfalls von Fremdteilchen in die Schütze.

Maßnahmen gegen Wiederholung

17. Welche Maßnahmen gegen Wiederholung eines solchen Ereignisses wurden getroffen?

Die Öffnungen des Schützes wurden abgedeckt (es ist unklar, ob generell oder nur bei Wartungsarbeiten, dies ist durch den Betreiber zu beantworten).

3.1.4.6 Fragenbeantwortung für ein meldepflichtiges Ereignis im Jahr 1977

Betriebserfahrung

1. Gibt es in der Betriebserfahrung der Anlage einschließlich der Netzanbindung Ereignisse, die mit einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten und Einrichtungen ≥ 6 kV im Zusammenhang stehen?

Im Jahr 1977 trat im 400 V-Bereich ein solches Ereignis mit der Ereignisnummer 013/1977 auf.

2. Welche Schäden sind dabei entstanden? Darstellung des Schadensbereiches und -ausmaßes mit kurzer Beschreibung (z. B. Explosionsdruckwelle, Druckaufbau, Brand etc.)

Beim Lösen einer Kabelader vor der Nullschiene in der 400 V-Schaltanlage kam der Schraubenschlüssel des Monteurs an die von vorne unsichtbare, hinter einer Abschirmung liegende nicht isolierte und spannungsführende Sammelschiene der Phase R. An der Kurzschlussstelle entstand ein Lichtbogen.

3. In welchen Gebäuden, Räumen bzw. Anlagenbereichen traten solche Ereignisse auf?

Das Ereignis trat im Schaltanlagegebäude auf.

4. An welcher Komponente trat das hochenergetische Versagen auf (z. B. Schaltanlage, Transformator (ölgefüllt, Trockentransformator), Kabel, Strom-Spannungs-Wandler, Kurzschlüsse in Anschlusskästen für Armaturen etc.)?

Das hochenergetische Versagen ereignete sich an einer Sammelschiene im Schalt-schrank.

5. Auf welcher Spannungsebene arbeitete die betroffene Komponente, wie hoch war der Nominalstrom an der Komponente?

Die betroffene Komponente arbeitete auf der Spannungsebene 380 V, der Nominalstrom ist nicht bekannt.

6. Falls bekannt: Wie hoch war die Überspannung bzw. der Überstrom bei dem Ereignis?

Es trat keine Überspannung, jedoch ein Kurzschlussstrom auf. Dieser Kurzschlussstrom war größer als der Auslösewert der vorgeschalteten Schutzeinrichtung.

7. Wie wurde das Ereignis mit hochenergetischem Komponentenversagen erkannt: Direkt durch Brandmeldedetektoren, visuell, durch Geräusche vor Ort oder indirekt durch Fehlsignale (soweit möglich, detaillierte Beschreibung)? Beobachtungen und Befunde

Die Erkennung erfolgte durch Rückmeldung des Schalterfalls auf der Warte.

8. Im Falle eines Lichtbogens als erkannter Ursache: Wie lange dauerte dieser an? Wie wurde dieser beendet?

(Anmerkung: Nach Aussage ausländischer Fachleute besteht ggf. eine Korrelation zwischen Dauer des Lichtbogens und Schadensausmaß.)

Die Dauer des Lichtbogens war sehr kurz, er wurde durch Auslösung der vorgelagerten Schutzeinrichtung beendet.

Auswirkungen

9. Hat es übergreifende Auswirkungen und indirekte bzw. Sekundärschäden (z. B. Druckwellen, Beschuss durch Trümmerteile, u. a. induzierte hochfrequente Spannung, usw.) auf angrenzende Komponenten oder Bereiche gegeben? Wurden in der Folge Schutzeinrichtungen unwirksam?

Ja, Teile der Sammelschiene, der Isolierung und die Bleche wurden beschädigt.

10. Waren die Schäden auf einen Raum bzw. eine Redundanz (bzw. Strang) beschränkt oder waren mehrere betroffen?

Die Schäden waren auf einen Raum bzw. eine Redundanz begrenzt.

11. Welche Brandschutzmaßnahmen (passive bauliche oder aktive anlagentechnische) waren durch die Auswirkungen des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten beeinträchtigt, insbesondere durch Druckaufbau und Trümmerteile?

keine

Brandbekämpfung, sofern gegeben

12. Erfolgte eine Brandbekämpfung?

Eine Brandbekämpfung war nicht erforderlich (vgl. Punkt 11).

13. Falls ja, welche Brandbekämpfungseinrichtungen und -maßnahmen kamen zum Einsatz? Welche waren erfolgreich?

-

14. Wie lange dauerte der Brand an? (grobe Abschätzung)

-

Ereignisursachen

15. War es möglich, die Ursachen des hochenergetischen Versagens zu finden? Falls ja, was waren die möglichen Ursachen?

Die Ursachen waren menschliche (Schraubenschlüssel berührte Sammelschiene, siehe Punkt 2). Es erfolgte keine Freischaltung der Schiene, an denen Arbeiten durchgeführt wurden.

16. Sofern die zugrunde liegenden Ursachen (root causes) gefunden wurden, welche waren es? Menschliche (Fehlhandlungen, Fehler), technische, administrative Ursachen oder Kombinationen verschiedener Arten von root causes? Bitte listen Sie alle Arten beteiligter root causes auf.

Bei den root causes handelt es sich um menschliche Fehlhandlungen (vgl. dazu Punkt 15).

Maßnahmen gegen Wiederholung

17. Welche Maßnahmen gegen Wiederholung eines solchen Ereignisses wurden getroffen?

Es erfolgten eine Belehrung des Personals sowie die Isolierung von spannungsführenden Teilen, die nicht einsehbar sind.

3.1.5 Weitere Auswertung der deutschen Betriebserfahrung mit meldepflichtigen HEAF-Ereignissen

Eine Auswertung der GRS der meldepflichtigen deutschen Vorkommnisse in Kernkraftwerken laut /GRS 09/ ergab bis zum Jahr 2007 die nachfolgend in den Tabellen Tab. 3-1 und Tab. 3-2 dargestellte Liste meldepflichtiger HEAF-Ereignisse.

Tab. 3-1: Auswertung der nationalen meldepflichtigen Ereignisse zum hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten (HEAF)

Datum	Ereignisnummer	Anlage	Leistungs- zustand	Betroffenes Teilsystem	Schaden auf betroffenen Komponente beschränkt	Brand	Explosion	Beschädigung von Barrieren
28.06.2007	2007/058	GER14	Volllast	380-kV-Netzanschlusskomponenten, Maschinentransformatoren	ja	ja	ja	nein
18.01.2007	2007/006	GER10	Volllast	380-kV-Netzanschlusskomponenten, Maschinentransformatoren	ja	nein	nein	nein
18.08.2006	2006/082	GER14	unterkritisch, kalt, drucklos	Nebenkühlwasser Betriebskühlkreis II, Nebenkühlwasserpumpe 3	ja	nein	nein	nein
16.02.2006	2006/012	GER09	Volllast	Nebenkühlwasser Nachkühlkette, Schaltanlagen-einschub, Lüftungsanlage Betriebsgebäude, Schaltlageneinschub	ja	nein	nein	nein
15.06.2005	2005/060	GER09	Teillast	Stromversorgung für Löschwasser, Schalter	ja	nein	nein	nein
14.10.2004	2004/135	GER27	unterkritisch, kalt, drucklos	Einspeisung 6 kV in Notstandsnotstrom	ja	nein	nein	nein

Datum	Ereignisnummer	Anlage	Leistungszustand	Betroffenes Teilsystem	Schaden auf betroffenen Komponente beschränkt	Brand	Explosion	Beschädigung von Barrieren
23.08.2004	2004/111 und 112	GER09	Volllast	Eigenbedarfsversorgung Kabelverbindung, Notstromversorgung, Notstromdieselaggregat, Hauptkühlwasserversorgung, Hauptkühlwasserpumpen, Reservernetzanschluss, Kabelverbindung	ja	ja	nein	nein
08.05.2004	2004/059	GER15	unterkritisch, kalt, drucklos	Notstromdieselanlage, Erregereinrichtung	ja	nein	nein	nein
10.09.2003	2003/090	GER15	Volllast	Notstromdieselanlage Erregereinrichtung	ja	nein	nein	nein
16.08.2003	2003/082	GER18	Teillast	Notstromanlage, Einspeisung 500 V	ja	ja	nein	nein
11.08.2002	2002/101	GER17	Volllast	500 V Diesel-Notstromschiene Red. B6, EV 220 V-Batterien	nein	ja	nein	nein
05.05.2001	2001/036	GER10	Volllast	Maschinentransformator 2, Lastumschalter	ja	nein	nein	nein
06.03.2001	2001/011	GER14	Volllast	660 V-Notstromverteilung	ja	nein	nein	nein
20.07.1999	1999/063	GER18	Teillast	Konventionelle Lüftung Abluftventilator	ja	nein	nein	nein
10.11.1998	1998/121	GER10	Volllast	660 V-Notstromverteilung, Leistungsschalter	nein	nein	nein	nein

Datum	Ereignisnummer	Anlage	Leistungszustand	Betroffenes Teilsystem	Schaden auf betroffenen Komponente beschränkt	Brand	Explosion	Beschädigung von Barrieren
13.07.1997	1979/205	GER28	Reaktor drucklos	0,4 kV-Schaltanlage	ja	nein	nein	nein
08.02.1996	1996/012	GER17	Teillast	500 V-Sammelschiene Schalteinschub	ja	ja	nein	Nein
03.05.1995	1995/056	GER14	Volllast	Nachkühlsystem Strang, Kondensationskammersprüharm, Schaltanlageneinschub	ja	nein	nein	nein
15.05.1993	1993/059	GER12	Volllast	380 V-Drehstrom, gesichert rotierender DS-Wechselrichter	ja	nein	nein	nein
05.05.1992	1992/073	GER04	beladen, kalt, drucklos	Notstrom Kategorie I, reversibler Motorgenerator	ja	Rauch	nein	nein
26.04.1992	1992/053	GER29	200 °C, unterkritisch	0,4 kV-Halbschiene, Schützeinschub für Kühlturmventilator	ja	nein	nein	nein
05.09.1991	1991/177	GER22	Teillast	10 kV-Notstromschiene	ja	nein	nein	nein
26.01.1991	1991/020	GER29	200 °C, unterkritisch	Schiene 220 V AC, Sicherheitsumformersatz	ja	ja	nein	nein
08.09.1989	1989/235	GER01	unterkritisch, kalt, drucklos	10 kV-Eigenbedarfsschaltanlage, Einspeisezelle	nein	ja	nein	nein
17.05.1989	1989/116	GER25	unterkritisch, kalt	380-V-Schaltanlage, Einspeisefeld	ja	ja	nein	nein

Datum	Ereignisnummer	Anlage	Leistungszustand	Betroffenes Teilsystem	Schaden auf betroffenen Komponente beschränkt	Brand	Explosion	Beschädigung von Barrieren
19.04.1988	1988/060	GER24	74 % Last	Hochspannungsschaltanlage 220 kV	nein	ja	ja	nein
09.09.1987	1987/207	GER22	Volllast	Notstromdieselaggregat	ja	nein	nein	nein
06.02.1987	1987/022	GER01	Volllast	Nukleares Nebenkühlwassersystem	ja	nein	nein	nein
30.05.1986	1986/139	GER11	unterkritisch, drucklos, kalt	380 V-Sammelschiene	nein	ja	nein	nein
01.05.1986	1986/066	GER29	Kritisch	Schiene 220 V AC	ja	ja	nein	nein
08.06.1984	1984/038	GER28	Brennelement- wechsel	Eigenbedarfsversorgung	ja	nein	nein	nein
17.02.1981	1981/070	GER01	Volllast	Motor von Sicherheitseinspeisepumpe	ja	nein	nein	nein
11.08.1979	1979/111	GER27	unterkritisch, 125 °C, 3 bar	Notstromschiene, Leistungsschalter, Sicherungstrenner	ja	ja	nein	nein
11.01.1979	1979/007	GER23	unterkritisch heiß	Steuerstabverteilung	ja	nein	nein	nein
25.05.1978	1978/074	GER27	Halblast	220 kV-Schaltanlage	ja	nein	nein	Nein
31.10.1977	1977/113	GER24	Reaktorstill- stand	350 V-Schaltanlage	ja	nein	nein	Nein
28.09.1977	1977/096	GER15	Revision, Kern unbeladen	NS-Not-Schaltanlage	ja	nein	nein	Nein

Tab. 3-2: Auswertung der Betriebserfahrung mit HEAF-Ereignissen in deutschen Kernkraftwerken (nach /ROE 08/ und /KLI 09/)

Year of Occurrence	Reactor Type	Plant State	Component	Voltage Level	Damage Limited to Component	Barrier Deteriorated	Fire / Explosion
2007	BWR	FP	transformer	380 kV	yes	no	E / F
2007	PWR	FP	transformer	380 kV	yes	no	-
2006	BWR	LP/SD	auxiliary service pump	not indicated	yes	no	-
2006	PWR	FP	switchgear drawer	not indicated	yes	no	-
2006	BWR	FP	switchgear drawer	not indicated	yes	no	-
2005	BWR	FP	switch	not indicated	yes	no	-
2004	PWR	LP/SD	emergency power feed line	not indicated	yes	no	-
2004	BWR	FP	diesel generator	6 kV	no	no	F
2004	BWR	FP	cable connection	not indicated	yes	no	F
2004	PWR	LP/SD	diesel generator. exciter	6 kV	yes	no	-
2003	BWR	FP	diesel generator. exciter	6 kV	yes	no	-
2003	PWR	FP	emergency power feed line	500 V	yes	no	F
2002	BWR	FP	emergency power busbar	500 V	no	no	F
2001	PWR	FP	generator transformer switch	not indicated	yes	no	-

Year of Occurrence	Reactor Type	Plant State	Component	Voltage Level	Damage Limited to Component	Barrier Deteriorated	Fire / Explosion
2001	BWR	FP	emergency power distribution	660 V	yes	no	-
1999	PWR	FP	ventilation exhaust	not indicated	yes	yes	-
1998	PWR	FP	emergency power distribution	660 V	no	no	-
1996	BWR	FP	switch drawer	500 V	yes	no	F
1995	BWR	FP	switchgear drawer	not indicated	yes	no	-
1993	PWR	FP	currency converter	380 V	yes	no	-
1992	PWR	LP/SD	emergency power generator	not indicated	yes	no	F
1991	BWR	FP	emergency power busbar	10 kV	yes	no	-
1989	PWR	FP	switchgear feed cell	10 kV	no	no	F
1989	PWR	LP/SD	switchgear feed area	380 V?	no	no	F
1988	PWR	LP/SD	switchgear	220 kV	no	no	E / F
1987	BWR	FP	emergency diesel generator	not indicated	yes	no	-
1987	PWR	FP	auxiliary service water system	not indicated	yes	no	-
1986	PWR	LP/SD	busbar	380 V	no	no	F
1984	BWR	LP/SD	auxiliary power supply	not indicated	yes	no	-

Year of Occurrence	Reactor Type	Plant State	Component	Voltage Level	Damage Limited to Component	Barrier Deteriorated	Fire / Explosion
1981	PWR	FP	safety injection pump motor	not indicated	yes	no	-
1979	BWR	LP/SD	switchgear	400 V	yes	no	-
1979	PWR	LP/SD	control rod distribution	not indicated	yes	no	F
1978	PWR	FP	switchgear	220 kV	yes	no	-
1977	PWR	LP/SD	switchgear	350 V	yes	no	-
1977	BWR	LP/SD	emergency switchgear	not indicated	yes	no	-

Legende:

PWR: Druckwasserreaktor (englisch: pressurized water reactor)

BWR: Siedewasserreaktor (englisch: boiling water reactor)

FP: Leistungsbetrieb (englisch: full power)

LP/SD: Nichtleistungsbetrieb (englisch: low power / shutdown)

E: Explosion

F: Brand (englisch: fire)

3.2 Auswertung der internationalen Betriebserfahrung

Zur Auswertung der internationalen Betriebserfahrung wurden seitens der GRS in einem ersten Schritt die internationalen Datenbanken der IAEA (*International Atomic Energy Agency*) IRS (*Incident Reporting System*) und INES (*International Nuclear Event Scale*) zu Ereignissen in Kernkraftwerken ausgewertet. Zusätzlich wurden in die Auswertung auch HEAF-Ereignisse in Kernkraftwerken einbezogen, zu denen international umfangreiche Auswertungen und Erkenntnisse vorliegen.

In den nachfolgenden Tabellen Tab. 3-3 und Tab. 3-4 findet sich diese Auswertung der internationalen Betriebserfahrung in Kernkraftwerken mit HEAF-Ereignissen. Es zeigt sich deutlich, dass eine nicht unerhebliche Anzahl solcher Ereignisse zu meldepflichtigen und zum Teil sogar sicherheitsrelevanten Ereignisabläufen geführt hat.

Tab. 3-3: Auswertung der internationalen meldepflichtigen Ereignisse zum hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten

Datum	Ereignisnummer	Anlage	Leistungs- zustand	Betroffenes Teilsystem	Schaden auf betroffenen Komponente beschränkt	Brand	Explosion	Beschädigung von Barrieren
14.11.2006	INES-824	RINGHALS-3	Vollast	Transformator, 20 kV- Sammelschiene/ Stromschiene	ja	ja	nein	nein
25.07.2006	INES-817	FORSMARK-1	Normalbetrieb	400 kV-Schaltstation	ja	nein	nein	nein
27.09.2001	IRS-7512	KAKRAPAR-1	Abfahrbetrieb	Ringkabel zwischen zwei Trennschaltern	nein	ja	nein	nein
18.03.2001	WL- 2004/003	MAANSHAAN-1	Vollast	Leistungsschalter	nein	ja	ja	ja
03.02.2001	IN-2002- 01	SAN ONOFRE-3	39 % Leistung nach Anfahren	Trennschalter	nein	ja	nein	ja
06.10.2000	INES-685	DUKOVANY-1	Normalbetrieb	6 kV-Trennschalter, Kabel	ja	ja	nein	nein
15.05.2000	IN-2000- 14	DIABOLO CANYON-1	keine Angaben	12 kV-Stromschiene, 4 kV-Stromschiene	nein	ja	nein	nein
31.10.1996	IRS-7000	THIANGE-1	Kurzzeitab- schaltung	Leistungsschalter der primären Pumpe des Kondenswasserkühlers	nein	ja	ja	ja
10.06.1995	NUREG/ CR-6738	WATERFORD-3	Vollast	Blitzableiter eines Transformatorgebäudes	nein	ja	nein	nein
09.04.1995	INES-428	RINGHALS-2	Normalbetrieb	6 kV-Trennschalter	nein	ja	ja	nein

Datum	Ereignisnummer	Anlage	Leistungszustand	Betroffenes Teilsystem	Schaden auf betroffenenen Komponente beschränkt	Brand	Explosion	Beschädigung von Barrieren
04.03.1992	INES-205	BALAKOVO-3	Vollast	6 kV-Schaltanlagenraum	ja	ja	nein	nein
01.06.1991	INES-124	KALININ-2	Normalbetrieb	6 kV-Schaltschrank	ja	ja	nein	nein
21.01.1991	INES-106	DUKOVANY-1	Normalbetrieb	0,4 kV-Stromschiene	ja	ja	nein	nein
04.12.1990	INES-98	DUKOVANY-1	Abfahrbetrieb	400 kV-Schaltstation	ja	nein	nein	nein
01.12.1990	INES-188	SOUTH UKRAINE-1	Normalbetrieb	6 kV-Stromschiene	ja	nein	nein	nein
22.07.1990	INES-93	SMOLENSK-2	unterkritisch heiß	6 kV-Hilfsstromschiene	nein	ja	nein	nein
03.01.1989	NUREG/CR-6738	OCONEE-1	26 % Leistung	6,9 kV-Verteiler	nein	ja	ja	nein
06.07.1988	IN-89-64	PAOLO VERDE-1	unterkritisch heiß	13,8 kV-Verteiler	ja	ja	ja	nein
11.04.1984	IRS-523	DUANE ARNOLD-1	56 % Vollast	Haupttransformator	nein	ja	ja	ja
03.02.1983	IRS-471	ST.LAURENT-A1	unterkritisch, kalt, drucklos	5,5 kV-Schaltpult	nein	ja	ja	ja

Legende:

IN: National Report Center (US), NUREG Publications

INES: International Nuclear Event Scale (IAEA)

IRS: Incident Reporting System (IAEA)

WL: Weiterleitungsnachricht, Technische Dokumentation der GRS

Tab. 3-4: Auswertung der internationalen Betriebserfahrung mit HEAF-Ereignissen in Kernkraftwerken anhand der Datenbanken INES und IRS (nach /KLI 09/)

Year of Occurrence	Reactor Type	Plant State	Component	Voltage Level	Damage Limited to Component	Barrier Deteriorated	Fire / Explosion
2006	PWR	FP	transformer busbar	20 kV	yes	no	F
2006	BWR	FP	switchgear station	400 kV	yes	no	-
2001	PHWR	LP/SD	circuit breaker cables	not indicated	no	no	F
2001	PWR	FP	power switch	not indicated	no	no	E / F
2001	PWR	FP	circuit breaker	not indicated	no	yes	F
2000	PWR	FP	circuit breaker	6 kV	yes	yes	F
2000	PWR	FP	circuit breaker	12 kV	yes	no	F
1996	PWR	FP	power switch	not indicated	no	yes	E / F
1996	PWR	FP	lightning arrester	not indicated	no	no	F
1995	PWR	FP	circuit breaker	6 kV	no	no	E / F
1992	PWR	FP	switchgear room	6 kV	yes	no	F
1991	PWR	FP	control cabinet	6 kV	yes	no	F
1991	PWR	FP	busbar	0.4 kV	yes	no	F
1990	PWR	LP/SD	switchgear station	400 V	yes	no	-
1990	PWR	FP	busbar	6 kV	yes	no	-
1990	LGR	FP	busbar	6 kV	no	no	F
1989	PWR	FP	distribution	6.9 kV	no	no	E / F

Year of Occurrence	Reactor Type	Plant State	Component	Voltage Level	Damage Limited to Component	Barrier Deteriorated	Fire / Explosion
1988	PWR	FP	distribution	13.8 kV	yes	no	E / F
1984	BWR	FP	main transformer	not indicated	no	yes	E / F
1983	GCR	P/SD	control panel	5.5 kV	no	yes	E / F

Legende:

- PWR: Druckwasserreaktor (englisch: pressurized water reactor)
- BWR: Siedewasserreaktor (englisch: boiling water reactor)
- PHWR: Schwerwasserreaktor (englisch: pressurized heavy water reactor)
- GCR: gasgekühlter Reaktor (englisch: gas cooled reactor)
- GR: Graphit-moderierter Reaktor (englisch: graphite-moderated reactor)
- FP: Leistungsbetrieb (englisch: full power)
- LP/SD: Nichtleistungsbetrieb (englisch: low power / shutdown)
- E: Explosion
- F: Brand (englisch: fire)

3.2.1 Vorgehen in Belgien

In Belgien kam es im Jahr 1996 im Kernkraftwerke Tihange infolge des Versagens eines ölgefüllten 6 kV-Schalters zu einer Explosion in einem Schaltanlagenraum (siehe dazu /AEL 08/). Während des Starts einer Pumpe öffnete der Schalter fehlerhaft, wodurch es zu einem Lichtbogen kam, der zwar nur kurz andauerte, jedoch das Potential einer langen Dauer hatte. Der entsprechende elektrische Schutz funktionierte nicht bzw. zu spät, nach rund 8 s war der Strom transformatorseitig abgeschaltet. Der Schaden wurde durch ein hochenergetisches Versagen (HEAF) der Stromschiene über einen Zeitraum von ca. 1 s verursacht. Das Ereignis war zwar nicht sicherheitstechnisch relevant, da nur eine Redundanz betroffen war, aber infolge des Todes eines Mannes und schwerer Verletzungen einer weiteren Person meldepflichtig (IRS). Eine Wand stürzte eine, eine weitere wurde von der Druckwelle versetzt, eine Brandschutztür wurde erheblich beschädigt. Die betroffene Schaltanlage wurde stark beschädigt, andere im Raum befindliche Komponenten erlitten Schäden durch Rauch, blieben jedoch funktionstüchtig.

Die beschädigten Wände dienten zur baulichen und brandschutztechnischen Trennung des betroffenen Raumes mit der Schaltanlage für eine Redundanz des Sicherheitssystems von Räumen ohne sicherheitstechnisch relevante Komponenten. Durch die Trümmer wurden nur solche Komponenten und Bauteile beschädigt, die sicherheitstechnisch unbedeutend waren. Die Sicherheit der Anlage war nicht gefährdet. Das Ereignis hat aber insofern eine Bedeutung, dass dies bei der Explosion einer vergleichbaren Schaltanlage in einem anderen Raum nicht gewährleistet gewesen wäre.

Die Aufsichtsbehörde ist der Ansicht, dass diese Art von explosionsartigem Versagen mit Lichtbogen und anschließendem Versagen des Überspannungsschutzes als Auslegungstörfall zu behandeln ist. Im Falle einer Unfallsituation (mit nachfolgendem Kühlmittelverluststörfall ist eine Schaltanlagenexplosion als Einzelfehler zu unterstellen und daraus die Folgen zu berechnen, während bei Normalbetrieb der Anlage die Explosion der Schaltanlage als auslösendes Ereignis zusammen mit einem Einzelfehler unterstellt werden muss, was in der Ereignisablaufanalyse Berücksichtigung finden muss.

Der Betreiber hingegen vertritt die Ansicht, dass es sich bei dem Ereignis in Tihange bereits um eine Kombination von auslösendem Ereignis (Auftreten eines Störlichtbogens) und einem Einzelfehler (Versagen der elektrischen Absicherung) handelt. Für die sicherheitstechnische Bewertung wird ein HEAF wie in Tihange unterstellt, dessen Auswirkungen als akzeptabel gelten, solange der Schaden auf die betroffene Schaltanlage begrenzt bleibt.

Eine nach dem Ereignis gebildete Expertengruppe analysierte das Ereignis im Detail und stellte fest, dass die Schäden von zwei explosionsartigen Vorgängen herrührten, wobei der erste, extrem schnelle Druckaufbau innerhalb des Raumes durch eine adiabatische Lufterwärmung infolge einer Energiefreisetzung durch einen 3φ-Lichtbogen herrührte. Die zweite Explosion erfolgte durch eine Zersetzung von Öl mittels elektrischer Lichtbögen, wobei Gas durch eine Sicherheitskappe entwich und das Gasgemisch explodierte. Anhand der Schäden (eingestürzte und versetzte Wände) war es möglich, den Druckaufbau während des Ereignisses mit rund 100 bis 130 mbar zu bestimmen.

Erste Analysen und Nachrechnungen haben gezeigt, dass bei der adiabatischen Erwärmung infolge Lichtbogen 40 % der Lichtbogenenergie ΔE_{el} Berücksichtigung finden. Dabei hat diese Berechnung Gültigkeit für einen freistehenden Lichtbogen in einem geschlossenen leeren Raum. In Bezug auf die Gasexplosion werden bei der Zersetzung des Öls etwa $100 \text{ cm}^3/\text{kJ}$ explosive Gase gebildet, und zwar ca. 39 % Acetylen, 38 % Wasserstoff, 20 % Methan und 3 % Äthylen. Die Bestimmung erfolgte mit der TNT-Äquivalent-Methode. Für das Ereignis in Tihange ergaben sich danach unter der Annahme einer Eingangsstromstärke von $I = 36 \text{ kA}$ und $\Delta_{electr.} = 43.2 \text{ MJ}$ sowie einem Volumen von $V = 690 \text{ m}^3$ über eine Zeit von $t = 1 \text{ s}$ für die Lufterwärmung ein Druck von $\Delta p = 100 \text{ mbar}$, für die Gasexplosion von $\Delta p = 29 \text{ mbar}$ und den insgesamt auftretenden Überdruck von 129 mbar (bei geschlossenem Raum). Die Wände waren auf einen Druckaufbau von rund 25 mbar ausgelegt, damit stimmt der berechnete Überdruck mit den beobachteten Schäden überein.

Dieser Berechnungsansatz weist aber auch Schwächen auf, da er auf der unrealistischen Annahme einer freien Verbrennung in einem geschlossenen, leeren Raum beruht und zudem die Methodik des TNT-Äquivalents für Explosionen in geschlossenen Räumen nicht ausreichend genau ist.

Die Gasexplosion deshalb wurde mittels einer CFD-Modellierung mit dem Programm FLACS (*Flame Accelerator Simulator*) (GEXCON) im Detail nachgerechnet, wobei für die gleiche Gaswolke ein deutlich höherer Überdruck von 95 mbar anstatt von rund 29 mbar berechnet wurde.

Der berechnete gesamte Druck aus Gasexplosion und adiabatischer Erwärmung von ungefähr 195 mbar stimmte nicht mit den beobachteten Schäden überein. Demnach muss der Effekt der adiabatischen Erwärmung überbewertet worden sein.

Da es im Kernkraftwerke Doel nur trockene Schalter gibt, sind dort nur die Auswirkungen der adiabatischen Erwärmung zu berücksichtigen, während in Tihange mit seinen ölgefüllten Schaltern adiabatische Erwärmung und Gasexplosion in die Betrachtung einbezogen werden müssen. Mittlerweile wurden aber alle ölgefüllten Schalter durch trockene ersetzt (ca. 300 Stück). Untersuchungen allein der adiabatischen Erwärmung haben dennoch aufgezeigt, dass auch dabei bereits Überdrücke entstehen können, die die Auslegung der Bauteile übersteigen. Schäden an sicherheitstechnisch bedeutsamen redundanten Einrichtungen in benachbarten Räumen können nicht ausgeschlossen werden. Dies ergibt die Notwendigkeit, den Druckaufbau genauer zu bestimmen, was durch Dr. Pietsch und Dr. Schmale von der Technischen Hochschule (TH) Aachen (siehe dazu /PIE 08/ und /SME 08/ in Anhang A-4) erfolgt ist.

Die an der TH Aachen verwendete Methode geht davon aus, dass ein Lichtbogen nur in einem kleinen, geschlossenen Volumen in der Schaltanlage stattfindet. Sie nutzt sogenannte 'Austauschwahrscheinlichkeiten' zwischen kleinen Volumina und der Luft außerhalb der Schaltanlage und ist abhängig von der Innengeometrie derselben. Dabei werden unter anderem auch die Möglichkeiten des Luftaustausches im Schaltanlagenraum berücksichtigt. Als Ergebnis der Berechnungen ergeben sich Druckspitzen in den Schaltanlagenräumen, die um den Faktor 2 bis 4 niedriger sind als die vorher berechneten, wobei dies insbesondere für eine Dauer des Lichtbogens von weniger als 1 s gilt, während für einen länger andauernden Lichtbogen die Ergebnisse vergleichbar den früheren sind. Was das Ereignis in Tihange betrifft, ergeben diese Nachrechnungen einen Druck von rund 25 mbar im Schaltanlagenraum infolge der adiabatischen Erwärmung, Der Beitrag der Gasexplosion liegt, wie bei der Berechnung mit FLACS, bei ca. 95 mbar. Damit ergibt sich bei dem Ereignis ein Druckaufbau von insgesamt ca. 120 mbar, den die Schäden bestätigen.

Mittels neuer Berechnungen wurde für neueren Anlagen Doel, Block 3 und 4 sowie Tihange, Block 2 und 3 festgestellt, dass keine Schäden an Bauteilen, wie Betonwänden, zu unterstellen sind, sondern die Schäden auf die betroffene Redundanz des Sicherheitssystems beschränkt bleiben. Die Stellungnahme der Aufsichtsbehörde dazu steht derzeit noch aus.

Für die älteren belgischen Kernkraftwerke Doel, Block 1 und 2 sowie Tihange, Block 1 bleiben auch weiterhin Probleme aufgrund dünner ausgelegter Backsteinwände bestehen.

Hier muss die seitens der Behörde geforderte sicherheitstechnische Bewertung erfolgen, wobei ggf. eine erhöhte Kernschadenshäufigkeit zu unterstellen ist. Als wesentliche Vorbeugungsmaßnahme sind im Falle von Störlichtbögen schnell reagierende elektrische Sicherungen nachzurüsten. Weiterhin wird eine optische Erkennung des Blitzes durch Fiberglass in Kombination mit einer Detektion von Stromspitzen für wünschenswert erachtet, wobei die fehlerhafte Einrichtung im Fall eines Lichtbogens (Blitz) abgeschnitten wird.

Als Konsequenz des Ereignisses in Tihange gehen die Fachleute in Belgien davon aus, dass lang andauernde Lichtbögen in ölgefüllten wie trockenen Schaltanlagen zu relevanten Schäden an Bauteilen führen können, so dass ggf. mehr als eine Redundanz betroffen ist. Eine wesentliche Maßnahme zur Risikominderung bestand im Austausch ölgefüllter Schalter. Wesentliches Problem ist jedoch der Druckaufbau einschließlich der dadurch bedingten Schäden an baulichen Strukturen und Bauteilen, Der Druckanstieg infolge der adiabatischen Erwärmung wird dabei eher überschätzt, während der durch die Gasexplosion bedingte Druckaufbau eher zu gering eingeschätzt wird und im Allgemeinen rund das dreifache des Druckaufbaus infolge der adiabatischen Erwärmung beträgt. Die neue Berechnungsmethode für den Druckanstieg infolge der adiabatischen Erwärmung liefert zufriedenstellende Ergebnisse, die Zustimmung der Aufsichtsbehörde dazu steht aber derzeit noch aus.

3.2.2 Erfahrungen aus Canada

Im Mai 2008 berichtete ein Experte der kanadischen Aufsichtsbehörde CNSC auf dem Arbeitstreffen der internationalen Expertengruppe zu HEAF in Paris (siehe auch /CHE 09/ im Anhang A-4) über ein solches Ereignis mit dem Titel "Transformer Fire and Potential HEAF Event" in einem kanadischen Kernkraftwerk, welches sich ebenfalls in der Datenbank OECD FIRE (siehe dazu /OED 09/ und /KLI 09/) findet.

In einer 4-Block-Anlage ereignete sich in einem der vier Kraftwerksblöcke im Leistungsbetrieb an einem Hauptausgangstransformator eine Abschaltung infolge des Öffnens eines 500 kV-Drehfeldschalters ('synchro breaker'). Es kam zu einem Feuersalarm am Transformator mit automatischem Auslösen der Sprühwasserlöschanlage. Innerhalb von zwei Minuten wurde der Reaktor automatisch abgefahren, direkt danach wurde von der Reaktorwarte aus das Notfallteam angefordert. Der Reaktor wurde dann auf 49 % Leistung stabil gehalten. Nach ca. fünf Minuten traf die Feuerwehr mit Fahrzeugen an dem betroffenen Reaktorblock ein.

Da der Transformator durch gegen Druckwellen ausgelegte Wände umgeben war, blieb das Feuer innerhalb dieser Einhausung, wobei der Feuerball eine Größe von rund 30 m erreichte. Das Transformatorgehäuse zeigte jedoch an vielen Stellen Risse.

Insgesamt traten in den rund 1 – 2 Stunden der Branddauer ca. 68.200 l Öl aus, ein Teil davon floss hin zu einem See in der Nähe, wurde jedoch vom Notfallteam für den Umweltschutz aufgefangen und beseitigt.

Innerhalb kurzer Zeit ließ sich über Rückmeldung der Warte feststellen, dass eine elektrische Phase des Turbogenerators beschädigt war. Nach weiteren rund sechs Minuten wurde die Löschanlage abgeschaltet, das Notfallteam meldete als Folgeereignis einen durch eine einphasig gekapselte Stromschiene bedingten Anstieg am Überspannungsableiter des Turbogenerators (Explosion, kein Brand). Das Transformatorversagen führte zu einem gestörten Phasengleichgewicht mit wiederholten Lichtbögen an dem betroffenen Transformator und anschließendem Anstieg am Überspannungsableiter der einphasig gekapselten Stromschiene (IPB) mit schwerwiegenden und sich wiederholendem Funkenschlag (im Schrank für einphasig gekapselte Stromschiene unter dem Turbogenerator). Der überhitzte Überspannungsableiter versagte katastrophal unter Herausschleudern der IPB-Tür, Deformation des Schrankes selbst und Öffnen des Schutzschalter für den IPB-Transformator. Die als Projektil herausgeschleuderte Tür traf eine vor der Generatorwasserstoffleitung liegende Ölrückführungsleitung.

Seitens der Aufsichtsbehörde wurde das Ereignis als potentielles HEAF-Ereignis mit sicherheitstechnischer Bedeutung eingestuft, wobei jedes der beiden aufeinander folgenden Ereignisse, Transformatorbrand wie Turbogeneratorbrand, für sich allein jeweils einen Auslegungsstörfall darstellt, die Kombination beider jedoch weder in der deterministischen Brandgefahrenanalyse (*fire hazard analysis*, FHA) noch in der probabilistischen Brandrisikoanalyse (Brand-PSA) betrachtet wird. Nach Ansicht von CNSC macht die hohe sicherheitstechnische Bedeutung eines derartigen Ereignisses weitere Untersuchungen zwingend erforderlich. Dazu wird zunächst eine international vereinheitlichte und abgestimmte Definition von HEAF-Ereignissen für unerlässlich erachtet.

3.2.3 Erfahrungen zu HEAF in Finnland

Auch in finnischen Kernkraftwerken hat man sich mittlerweile der Problematik von HEAF-Ereignissen angenommen /siehe dazu /SIR 09/ in Anhang A-4). Im Kernkraftwerk Loviisa, Block 1 und 2 wurden Lichtbogenschutzsysteme an den 6 kV- und 0,4 kV-Schaltanlagen der

Dieselgeneratoren in den Jahren 1994 bis 1996 sowie an weiteren 6 kV- und 0,4 kV-Schaltanlagen in den Jahren 2006 bis 2008 nachgerüstet. Damit diese auslösen, müssen zwei Bedingungen erfüllt sein: Zum einen muss ein Lichtblitz auftreten und zum anderen ein Überstrom an der Stromversorgung der Schaltanlage. Innerhalb von 2 ms ergeht an alle Schalter der Schaltanlage ein Signal zum Öffnen, welches dann innerhalb von ca. 65 ms erfolgt. Die gesamte Schaltzeit beträgt dann etwa 75 ms, während diese ohne Lichtbogenschutz bei ungefähr 200 – 500 ms läge.

Seitens der finnischen Betreiber wurde eine beispielhafte Analyse vorgestellt, wobei ein elektrischer Lichtbogen in einem Dieselaggregat eine 6 kV-Schaltanlage zurücksetzte. Die betroffenen Schaltanlagen gehören zu unterschiedlichen sicherheitstechnischen Systemen derselben Redundanz in benachbarten Räumen, wobei die Türen zwischen diesen Räumen für Druckspitzen von 0,2 bis 0,6 kPa ausgelegt sind (normale Öffnungsrichtung). Der Druckanstieg infolge des Lichtbogens kann zu einer unbeabsichtigten Öffnung von Türen und Beschädigungen von Türen der Schaltschränke im Nachbarraum führen. Ein Versagen beider Schaltanlagen wird unterstellt mit einer gleichzeitigen hohen Wahrscheinlichkeit des Versagens des Lichtbogenschutzes, was bei einem ausreichend funktionierenden Lichtbogenschutz hinreichend unwahrscheinlich ist. Brand- und Rauchausbreitung sind separat zu untersuchen.

3.2.4 Vorgehen in Frankreich

Seitens der französischen Gutachterorganisation IRSN erfolgten als Konsequenz aus den auch in französischen Kernkraftwerken, wie Gravelines, aufgetretene HEAF-Ereignissen erste probabilistische Untersuchungen im Rahmen von Brand-PSA für Druckwasserreaktoren von 900 MW_e Leistung (siehe dazu auch /TRE 08/ in Anhang A-4).

Untersucht wurden in diesem Zusammenhang Szenarien, bei denen eine Brandschutztür durch die Druckwelle infolge des explosionsartigen Versagens eines ölgefüllten Schalters mit nachfolgendem Brand aufgedrückt wird. Die nachfolgende Abbildung Abb. 3-5 verdeutlicht ein solches Szenario.



Abb. 3-5: Typisches HEAF-Szenario

Mittels Brandsimulationsrechnungen mit dem IRSN-Zonenmodell FLAMME-S wurden Versagenszeitpunkte verschiedener Komponenten ermittelt, wobei Ausfalltemperaturen von 40 °C für elektrische Schaltschränke und von 230 C für Kabel (entsprechend den französischen PEPSI-Tests von IRSN) unterstellt wurden.

Als Konsequenz dieser Analysen ersuchte die französische Aufsichtsbehörde im Jahr 2003 den Betreiber, Electricité de France (EdF), das Risiko einer Explosion eines ölgefüllten Schalter mit Folgebrand zu untersuchen im Hinblick auf die Auswirkungen der Druckwelle auf Brandschutzbauteile, wie z. B. Türen, und die Auswirkungen von Projektilen (herumfliegenden Teilen) auf Komponenten und Systeme. Die Antwort des Betreibers war nicht zufriedenstellend, es waren nur einige ölgefüllte Schalter durch gasgefüllte (Luft oder SF₆) über längere Zeit ausgetauscht worden.

Unter anderem verbleibt die Frage der sicherheitstechnischen Probleme dort, wo ölgefüllte Schalter nicht durch gasgefüllte ersetzt werden können. Eine weitere Frage besteht darin, ob Probleme die Sicherheit betreffend auch an gasgefüllten (mit Luft oder SF₆ Schaltern auftreten können.

Seitens IRSN ist deshalb eine internationale Aktivität im Rahmen der OECD gewünscht, als Auswirkung von hochobergetischem Versagen, insbesondere beim Auftreten von Lichtbögen, den Überdruck im betroffenen Raum und ggf. dabei freigesetzte Projektile infolge des Zerberstens von (öl- wie gasgefüllten) Schaltern und Schaltanlagen sowie die Verbrennung der Wolke aus Öltröpfen und Gas (bei ölgefüllten Schaltern) zu untersuchen. Gleichzeitig sollte eine abgesicherte internationale Datenbasis aus dem Erfahrungsrückfluss der Betriebserfahrung mit HEAF-Ereignissen zur Untersuchung der Ursachen für solche Ereignisse aufgebaut werden mit Informationen zu der Art der betroffenen Einrichtungen bzw. Komponenten, der

Dauer des Lichtbogens, ggf. möglichen Folgebränden sowie möglichen Auswirkungen zu Bauteilen für die brandschutztechnische Trennung.

IRSN entwickelt deshalb derzeit den seitens GRS und GL erstellten Fragenkatalog zu HEAF-Ereignissen in Kernkraftwerken weiter und passt ihn an die französischen Gegebenheiten an. Dieser wird dann an EdF zur Beantwortung durch alle Kraftwerke übersendet werden, um damit den Stand von Wissenschaft und Technik nachzuverfolgen und Einblick in die für HEAF verantwortlichen Phänomene zu bekommen.

3.2.5 Erfahrungen mit HEAF in Korea

Auch in koreanischen Kernkraftwerken haben sich in der jüngeren Vergangenheit Ereignisse mit HEAF ereignet, über die beispielhaft seitens KINS bei der OECD/NEA berichtet wurde (siehe dazu /PAR 08/ und Anhang A-4).

Ein solches Ereignis fand in einer 2 Loop-Druckwasserreaktoranlage mit einer Leistung von 680 MW_e während des Leistungsbetriebs statt. Im Rahmen einer wiederkehrenden Prüfung entdeckten die Inspektoren vor Ort einen Funken zwischen einem Kabel eines Blocktransformators und einer Sammelschienen Sperre. Es erfolgte kurzfristig eine Umschaltung vom betroffenen Blocktransformator zum Anfahrtransformator. Der Reaktor wurde abgefahren, ein Notstromdieselmotor automatisch gestartet. Nachdem die Leistung auf 500 MW_e reduziert war, wurden der Außenschalter geöffnet, eine Leistungskabelklemme ersetzt und die Isolationsummantelung verstärkt.

Sicherheitstechnisch war das Ereignis nicht relevant, da nur ein Funke auftrat, der sich nicht ausbreitete und zu einem Brand entwickelte. In Korea hat man jedoch die mögliche sicherheitstechnische Bedeutung von HEAF-Ereignissen erkannt und leitet daraus einen internationalen Untersuchungsbedarf ab.

3.2.6 Vorgehen in den USA

Nach Aussage der U.S. NRC (siehe dazu den Beitrag der U.S. NRC in Anhang A-4 und /BRO 08/) handelt es sich bei einem hochenergetischen elektrischen Versagen um eine elektrische Ausfallart, die zu einer extrem schnellen Freisetzung von elektrischer Energie in Form von Wärme (Hitze), verdampftem Metall und mechanischen Kräften führt.

Diese Auswirkungen können zu einem daraus folgenden Brand innerhalb des Gehäuses der elektrischen Komponente und möglicherweise auch zu einer Verbrennung weiterer, dieser Energiefreisetzung ausgesetzten Brandgütern führen.

Das Phänomen des HEAF ist den Fachleuten, die sich mit der elektrischen Stromverteilung beschäftigen, nicht unbekannt. Angefangen von der Notwendigkeit, sichere und vor allem zuverlässige elektrische Stromverteilungen zu entwickeln, haben die Ingenieure die mögliche Gefährdung, die von Starkstrom- bzw. Hochspannungsverteilungen ausgehen, erkannt.

Auch wenn in der jüngsten Vergangenheit einige Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten erfolgt sind, um elektrische Verteilungen so auszulegen, dass es nicht zu HEAF-Ereignissen kommen kann, so ist der Aufwand zur Untersuchung der Natur hochenergetischer elektrischer Lichtbögen und der damit verbundenen Brandgefahr immer noch zu gering.

Ein besseres Verständnis dieser Phänomene wird dazu führen, dass auch die Schadensmechanismen und Auswirkungen von HEAF besser verstanden werden und sich damit das Auftreten von Bränden und die damit verbundenen sicherheitstechnischen Gefährdungen deutlich verringern lassen. Nach Ansicht der NRC sind für die nachfolgend genannten fünf Schlüsselthemen weitere Untersuchungen erforderlich, um die Mechanismen des hochenergetischen elektrischen Komponentenversagens und der damit verbundenen Brandgefahr besser zu verstehen:

1. Lichtbogencharakteristik:

Ein besseres Verständnis der physikalischen Eigenschaften eines elektrischen Lichtbogens sollte nützliche Informationen bereitstellen, mit Hilfe derer sich die zugehörigen Brandgefahren eher bestimmen lassen. Dazu sollten die folgenden Fragen beantwortet werden:

- a) Wie treten HEAF-Ereignisse auf? Wie pflanzen sich die Lichtbögen fort? Wie lange dauern diese an?
- b) Wie beeinflussen unterschiedliche Spannungs- und Stromebenen die Lichtbogeneigenschaften
- c) Wie lässt sich das Auftreten einer Entzündung bzw. eines Brandes infolge HEAF in ein Brandmodell einbeziehen? Im Einzelnen stellt sich die Frage, welche Methode angewendet werden sollte um Eingabeparameter (wie die Wärmefreisetzungsrates) zu erhalten, um diese Brandgefährdung möglichst zutreffend modellieren zu können.

2. **Rauchgas-, Ruß- und andere Brandfolgeprodukte:**

Rauchgase, Ruß und ionisierte Dämpfe sind allesamt das Ergebnis von HEAF. Forschungsaktivitäten zum besseren ihrer Zusammensetzung und Auswirkungen würde es ermöglichen, folgendes herauszufinden:

- a) Welche Produkte werden ionisiert und können zu einem weiteren Ausfall bzw. Versagen anderer elektrischer Einrichtungen beitragen?
- b) Gibt es eine bestimmte Art elektrischer Einrichtungen, die anfälliger für einen Ausfall durch ionisierenden Rauch sind?
- c) Wie beeinträchtigen bzw. beeinflussen die Produkte eines HEAF die menschlichen Folge- und Löschartigkeiten?

3. **Auswirkungen im betroffenen Raum:**

Typischerweise sind HEAF-Ereignisse in einer Anlage durch einen Anstieg der Temperatur, Druckaufbau und mechanisches Versagen von Komponenten gekennzeichnet. Das Verständnis dieser Einwirkungen könnte dazu führen, dass eine Vorhersage, welche anderen Einrichtungen beschädigt werden könnten und welche Möglichkeiten eines Brandes außerhalb des Gehäuses der betroffenen elektrischen Komponente bestehen, möglich wird. Ein besseres Verständnis dieser elektrischen Ausfallart könnte wichtige Erkenntnisse für probabilistische Brandrisikoanalysen (Brand-PSA) ergeben.

4. **Brandbekämpfungsmethoden:**

Bei der Nutzung von Wasser als Löschmittel für elektrifizierte Komponenten besteht die Gefahr, dass dabei Personen gefährdet werden, bei Nutzung von anderen Löschmitteln, wie CO₂ ist ggf. die Löschwirkung nicht ausreichend, um die Wärme soweit zu reduzieren, dass der Brand verlöscht. Eine Bewertung wirksamer Brandbekämpfungsmaßnahmen und -systeme sollte erfolgen. Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in Bezug auf alternative Methoden der Brandbekämpfung könnten die Sicherheit der Anlage und des Personals deutlich erhöhen. Adäquate Methoden für die Feuerwehr zur schnellen Lokalisierung und Bekämpfung von HEAF-bedingten Bränden würden die Risiken ebenfalls verringern.

5. **Brand-PSA:**

Alle vorgenannten Fragestellungen können wertvolle Informationen für probabilistische Brandrisikoanalysen bereitstellen. Weiterhin ist es sinnvoll und zielführend, Methoden nach Stand der Technik dahingehend zu bewerten, ob ein Lichtblitz plausibel erscheint und die mit dem Lichtbogen korrelierte Energiefreisetzung zu bestimmen, um damit Werkzeuge zur Verbesserung von Brand-PSA bereitzustellen.

Hintergrund dafür ist, dass HEAF eine Art elektrischer Entladung darstellen, die sich aus einer niedrigen Impedanz zwischen einer Phase und Erde oder von Phase zu Phase in einem elektrischen System ergibt. HEAF führen zu einer Freisetzung hoher Energien aus dem System und treten typischerweise bei mittleren bis hohen Spannungen auf, bei denen eine solche hohe Energiefreisetzung überhaupt möglich ist. Elektrische Komponenten wie Transformatoren, große Starkstromleitungen und Schaltanlagen wurden als anfällig für diese Versagensmechanismen identifiziert. HEAF ist häufig die gemeinsame Ursache für das Versagen von Schaltern und Schaltanlagen zur Steuerung der elektrischen Energieverteilung in Stromversorgungssystemen.

Die auftretenden hohen Spannungen bzw. Ströme in Schaltanlagen bedeuten eine mögliche Gefährdung und möglicherweise ein katastrophales Versagen der Komponente. Dieses kann zum Funktionsausfall des Systems und damit zu Folgefehlern in anderen sicherheitstechnisch bedeutsamen Einrichtungen führen.

Ein HEAF-Ereignis tritt auf, wenn eine ionisierender oder Niedrigwiderstandspfad entlang einem hohen elektrischen potential gebildet wird. In diesem Falle steigen Temperatur und Druck innerhalb des raumes drastisch an. Eine solche Transiente kann zum Versagen der Komponente selbst, einer Explosion bzw. zu einem Brand führen. Damit einhergehend werden weitere ionisierende Produkte und leitfähige Rauchpartikel gebildet, die zu einem Ausfall weiterer elektrischer Komponenten führen können. Diese zufällig auftretende Dynamik von HEAF ist größtenteils bisher noch nicht verstanden.

Historisch betrachtet sind HEAF-Ereignisse nur spärlich und wenig detailliert dokumentiert. Daraus ergeben sich Probleme bei der Bestimmung der zugehörigen Ausfallhäufigkeiten für die Anwendung in Brand-PSAs. Aktuell werden HEAF-Ereignisse aufgrund der Alterung elektrischer Einrichtungen und den steigenden elektrischen Anforderungen zunehmend ausführlicher dokumentiert. Die Energie erzeugende Industrie hat ebenso wie die Hersteller elektrischer Komponenten ein wachsendes Interesse an der Verhütung derartiger Unfälle im Sinne der Sicherheit der Bevölkerung und den mit Betriebsunterbrechungen und Repara-

turmaßnahmen verbundenen hohen Kosten. Selbst wenn die Ausfallrate dieser Einrichtungen vergleichsweise niedrig ist, sind die Auswirkungen bedeutsam und haben zumindest das Potential erheblicher Schäden. Dementsprechend sind die Informationen zu derartigen meldepflichtigen HEAF-Ereignissen in kerntechnischen Einrichtungen höchst wertvoll.

Es hat sich in den USA herausgestellt, dass die Dauer des Lichtbogens abhängig von der Stromversorgung und den Möglichkeiten zur Stromunterbrechung ist.

Elektrische Schutzgeräte, die zur Strombegrenzung oder -unterbrechung verwendet werden sorgen dafür, dass ein Lichtbogen normalerweise mit minimalem Schaden unterbrochen wird. Weiterhin helfen Isolationsmaterialien an den elektrischen Verteilern oder den Wänden des Gehäuses, den Lichtbogen zu begrenzen. Ist jedoch das elektrische Schutzgerät nicht in der Lage, eine rechtzeitige Unterbrechung zu bewirken, so können sich Isolationsstoffe, die typischerweise aus Plastik hergestellt sind, entzünden und zu einem Brandereignis führen. Die Dauer des Lichtbogens spielt dabei eine bedeutende Rolle in Bezug auf die Entzündung (Entflammung) dauert die elektrische Entladung über den Lichtbogen ohne Unterbrechung an, so werden zunehmend heiße Gase und geschmolzene Metalle gebildet, wodurch eine Entzündung der Schaltanlage wahrscheinlicher wird, Der Brand kann sich über das Gehäuse hinaus ausbreiten und ggf. auf Kabel oder andere Einrichtungen übergreifen.

Fragestellungen wie die Strahlungswärme des Lichtbogens und die Lichtbogenintensität erfordern ebenfalls weitere Untersuchungen. Der hochenergetische Lichtbogen selbst kann Temperaturen von bis zu 20.000 °C erreichen, wobei beständig Metall und weitere Materialien aus der inneren Elektronik der Einrichtung verdampfen. Erkenntnisse zu den Eigenschaften eines Lichtbogens und dessen Dauer können dazu genutzt werden, eine Methodik zur Modellierung diese Zündquellen zu entwickeln.

Umgebungsbedingungen wie die Luftfeuchtigkeit oder Wind beeinflussen die Stabilität des Lichtbogens und tragen zu seiner eher zufälligen Natur deutlich bei. Es konnte zwar gezeigt werden, dass Lichtbögen dazu tendieren, sich von der Zündquelle wegzubewegen und einen Erdschluss oder eine Unterbrechung zu suchen, dennoch verhalten sie sich größtenteils eher zufällig. Untersuchungen zu HEAF haben gezeigt, dass bei Bewegung des Lichtbogens die Schäden vergleichsweise gering sind, während mit erheblichen Schäden bei einem stabilen Lichtbogen zu rechnen ist.

Druckaufbau und Druckwellen in den Räumen wurden bisher kaum untersucht. Über Explosionen, die einen signifikanten Druckanstieg verursachen, ist bekannt, dass sie geschmolzene Metallpartikel oder Teile des Gehäuses ebenso wie heiße Gasteilchen mit der Explosionsdruckwelle in der Umgebung verteilen ('auswerfen'). Dies kann zu Sekundärbränden weiterer Brandgüter führen und eine Beeinträchtigung relevanter Systeme und Komponenten zur Folge haben.

Die Freisetzung von Rauchgas- und Rußpartikeln und deren Auswirkungen auf Einrichtungen in der näheren Umgebung sowie das mit der Entzündung und dem Verbrennen sekundärer Brandlasten verbundene Verhalten ist derzeit noch nicht endgültig geklärt. Verdampfte Metallteilchen in den heißen Gasen, die von den Schaltanlageneinrichtungen ausgeworfen wurden, können weitere Kurzschüsse und Sekundärlichtbögen verursachen. Ein besseres Verständnis der Eigenschaften von Rauch und Ruß bei HEAF-Ereignissen kann ggf. dazu führen, neue Erkenntnisse zu den Methoden zur Verhinderung weiterer Ausfälle zu gewinnen.

Die Verwendung von Wasser als Löschmittel kann bei elektrisch geladenen Komponenten gefährlich für das Betriebspersonal sein, CO₂ hingegen ist ggf. nicht geeignet, den Brand vollständig zu löschen.

Anordnung und Robustheit der Löscheinrichtungen sind ebenfalls zu analysieren. Die Begutachtung aktuell aufgetretener HEAF-Ereignisse zeigt, dass dabei zum Teil höchst aggressive Brände auftreten, die nur schwer zu bekämpfen sind. Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten im Hinblick auf eine entsprechend für elektrifizierte Komponenten geeignete wirksame Brandbekämpfung und Abfuhr der Verbrennungsprodukte über die Lüftungseinrichtungen wird deshalb als zielführend und wichtig erachtet.

3.2.7 Erste Erkenntnisse aus der internationalen Datenbank OECD FIRE zum explosionsartigen, hochenergetischen Versagen von Komponenten mit Folgebrand

Eine weitere Informationsquelle zu HEAF-Ereignissen stellt die internationale Datenbank OECD FIRE /OEC 09/ dar. In dieser Datenbank sind Brandereignisse in Kernkraftwerken aus OECD/NEA-Mitgliedsländern erfasst. Eine nicht zu vernachlässigende Anzahl dieser Brände ist auf HEAF zurückzuführen.

Dabei handelt es sich insgesamt um rund 6 % der insgesamt bis zum Erfassungsstand Dezember 2008 in der Datenbank enthaltenen 344 Brandereignisse.

Im Rahmen der Auswertung der Brandereignisse der Datenbank OECD FIRE wurde unter anderem ein Schwerpunkt auf Ereignisse mit explosionsartigen Vorgängen gelegt. Da die Codierung kein eigenes Feld für das Auftreten einer Explosion bzw. eines hochenergetischen Komponentenversagens vorsieht, wurde im Freitext des Beschreibungsfeldes (Codierungsfeld 3.1.7) nach dem Begriff `*explo*` (für 'explosion', 'exploded' etc.) gefiltert. Die Suche ergab zunächst 26 Treffer. Verwandte Begriffe wie `*defla*` (für 'deflagration', 'deflagrated' und `*deto*` (für 'detonation', 'detonated' etc.) ergaben keine Treffer.

Die Verwendung des Begriffs 'Explosion' innerhalb der Datenbank OECD FIRE kann verschiedene Prozesse kennzeichnen. Es ist damit sowohl eine chemische Explosion im Sinne einer sehr schnell verlaufenden Verbrennungsreaktion gemeint als auch ein rein physikalischer Vorgang, wie es häufig ein plötzlicher Druckanstieg darstellt, der durch einen Störlichtbogen verursacht wird. Letzterer Vorgang eines hochenergetischen, elektrischen Störlichtbogens bzw. eines hochenergetischen Versagens einer elektrischen Komponente (HEAF) stellt die größte Gruppe unter den explosionsartig verlaufenden Ereignissen in der Datenbank OECD FIRE dar.

Es ist ebenfalls vorstellbar, dass elektrische Fehlerströme zu einer Pyrolyse und Entzündung von Brennstoff geführt haben, so dass physikalische und chemische Prozesse in enger Reihenfolge stattfanden.

Innerhalb der 26 Ereignisse, für die der Begriff 'explo' verwendet wurde, erfolgte die Verwendung in drei Fällen in einem anderen Kontext. In einem vierten Fall wurde das explosionsartige Entweichen des Löschgases INERGEN aus einer Löschgasflasche beschrieben. Ein weiterer Fall beschreibt die Zerstörung eines Kondensators. In drei Fällen wurden schnell verlaufende Verbrennungsreaktionen beschrieben. Die übrigen 18 Ereignisse wurden durch hochenergetische elektrische Störlichtbögen (HEAF) verursacht. Innerhalb der 344 Ereignisse der Datenbank entsprechen 18 Ereignisse einem Anteil von 5,2 %.

13 der 18 Ereignisse (72 %) fanden außerhalb von Gebäuden statt. Von den fünf Ereignissen innerhalb von Gebäuden fanden drei im Schaltanlagegebäude und je eines im Notstromdieselgebäude bzw. im Wassereinlaufbauwerk statt. Bei 11 der 13 Ereignisse außerhalb von Gebäuden waren Hochspannungstransformatoren betroffen; die übrigen beiden betrafen einen Hochspannungsschalter und einen Spannungswandler.

Die fünf Ereignisse innerhalb von Gebäuden betrafen in drei Fällen Hoch- oder Mittelspannungsschaltanlagen, einen Mittel- und Niederspannungstransformator (trocken) und einen Pumpenmotor.

Die öffentliche Feuerwehr war in drei Fällen beteiligt, wovon zwei Ereignisse Außenbereiche der Anlage betrafen. Werkfeuerwehren waren in zehn Fällen an der Brandbekämpfung beteiligt.

Die Branddauer betrug für die 18 Ereignisse:

- 0 bis 15 min: 9 Ereignisse (3 innen, 6 außen)
- mehr als 15 min bis 30 min: 2 Ereignisse beide außen)
- mehr als 30in bis 60 min:3 Ereignisse (1 innen, 2 außen)
- mehr als 60 min:2 Ereignisse (1 innen, 1 außen)

Für zwei Ereignisse (beide außerhalb von Gebäuden) liegen keine Informationen zur Branddauer vor.

Ein einfaches Maß für den Schadensumfang bietet die Aussage, ob der Schaden auf eine Komponente (in der Regel die in Brand geratene Komponente) begrenzt blieb. Bei fünf der 18 Ereignisse (28 %) war mehr als eine Komponente vom Brand/Explosion betroffen. Dieser Wert liegt deutlich über dem Vergleichswert von 14 % aller 344 Ereignisse der Datenbank OECD FIRE, die einen Schaden an mehr als einer Komponente ausweisen. Die fünf Brände, die zu Schäden an mehr als einer Komponente führten, entstanden zwei Mal an Hoch- und Mittelspannungsschaltanlagen, zwei Mal an Hochspannungstransformatoren und in einem Fall an einem Mittel- und Niederspannungstransformator.

Ein weiteres Indiz für einen schwerwiegenden Brand liegt in der Schädigung von Barrieren. Hier kam es in einem Fall zur Beschädigung von Brandschutztüren durch die Explosion eines ölgekühlten Schalters. In einen anderen Fall wurde eine Kabeldurchführung zwischen dem Außenbereich und dem Maschinenhaus durch einen Transformatorbrand zerstört, was zum Eindringen von Brandrauch in das Maschinenhaus führte. Obwohl in beiden Fällen keine Brandweiterleitung in Nachbarräume stattgefunden hatte, sind sie bezogen auf 18 Ereignisse (11 %) ein Indiz für die besondere Schwere von HEAF-Ereignissen. Brandschutzbauteile, die im Rahmen der Klassifizierung nur gegen raumbrandtypische Druckdifferenzen ausgelegt sind, werden bei den hier betrachteten Ereignissen offenbar überbelastet.

Die ausgewerteten Ereignisse können derzeit bei weitem keinen Anspruch auf Vollständigkeit haben, da die Datenbank nicht explizit nach einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten, ggf. unter Störlichtbogenbildung, gefiltert werden kann. Unter den 25 Ereignissen deutscher Anlagen, die in die Datenbank eingespeist wurden, wurde bei keinem Ereignis ein explosionsartiger Verlauf dokumentiert, d. h. es gelangte kein Ereignis in die vorgenannte Aufstellung.

Bei neun der 25 deutschen Brandereignisse lässt die Ereignisbeschreibung allerdings auf ein hochenergetisches Versagen einer elektrischen Komponente bzw. auf aufgetretene Störlichtbögen schließen. Details zu all diesen Ereignissen finden sich zum einen in Tab. 3-5, kurze Informationen zu den 18 vorgenannten Ereignissen sind Tab. 3-6 zu entnehmen.

Die Datenbasis zu Ereignissen mit hochenergetischem Versagen elektrischer Komponenten (HEAF) ist derzeit noch viel zu gering für eine aussagekräftige statistische Bewertung. Nichtsdestotrotz ergibt eine erste grobe Auswertung der Betriebserfahrung erste Indizien in Bezug auf die sicherheitstechnische Relevanz solcher Ereignisse und die damit verbundenen Beiträge zur Kernschadenshäufigkeit.

Tab. 3-5: Auswertung der internationalen Betriebserfahrung mit HEAF-Ereignissen in Kernkraftwerken anhand der Datenbank OECD FIRE
(nach /KLI 09/)

Year of Occurrence	Reactor Type	Plant State	Component	Voltage Level	Damage Limited to Component	Barrier Deteriorated	Fire / Explosion
2007	PWR	FP	high voltage transformer	not indicated / 345 kV	yes	no	E / F
2006	PWR	FP	electrically driven pump	12 kV	yes	no	E / F
2006	PWR	FP	high voltage transformer	6 kV / 20 kV	no	yes (cable penetration damaged)	E / F
2006	PWR	LP/SD	medium and low voltage transformer - oil filled	not indicated / 400 kV	no	no	E / F
2005	BWR	FP	high voltage transformer	not indicated	yes	no	E / F
2005	PHWR	FP	high voltage transformer	not indicated / 500 kV	yes	no	E / F
2003	GCR	FP	high voltage transformer	6.6 kV / 400 kV	no	no	E / F
2002	BWR	LP/SD	high voltage transformer	not indicated	yes	no	E / F
2002	PWR	FP	high voltage breaker	34.5 kV	yes	no	E / F
2001	PWR	LP/SD	high or medium voltage electrical cabinet	6.6 kV	no	yes (fire doors damaged by oil breaker explosion)	E / F
2001	PWR	not indicated	high or medium voltage electrical cabinet	6.6 kV	no	no	E / F

Year of Occurrence	Reactor Type	Plant State	Component	Voltage Level	Damage Limited to Component	Barrier Deteriorated	Fire / Explosion
1999	PWR	FP	high voltage transformer	20 kV / 161 kV	yes	no	E / F
1995	PWR	FP	medium and low voltage transformer – dry	not indicated / 130 kV	yes	no	E / F
1994	PWR	FP	high voltage transformer	not indicated / 400 kV	yes	no	E / F
1990	PWR	FP	high or medium voltage electrical cabinet	6.6 kV	yes	no	E / F
1988	PWR	LP/SD	high voltage transformer	20 kV / 400 kV	yes	no	E / F
1988	PWR	FP	high voltage transformer	20 kV / 400 kV	yes	no	E / F
1988	PWR	FP	high voltage transformer	20 kV / 400 kV	yes	no	E / F

Legende:

- PWR: Druckwasserreaktor (englisch: pressurized water reactor)
 BWR: Siedewasserreaktor (englisch: boiling water reactor)
 PHWR: Schwerwasserreaktor (englisch: pressurized heavy water reactor)
 GCR: gasgekühlter Reaktor (englisch: gas cooled reactor)
 GR: Graphit-moderierter Reaktor (englisch: graphite-moderated reactor)
 FP: Leistungsbetrieb (englisch: full power)
 LP/SD: Nichtleistungsbetrieb (englisch: low power / shutdown)
 E: Explosion
 F: Brand (englisch: fire)

Tab. 3-6: Auswertung von Ereignissen mir HEAF in der Datenbank OECD FIRE

Ereignisdatum	Anlage	Ereignisname
30.05.1986	GER11	Schaden an einer 380 V-Eigenbedarfsschiene durch Brand
09.09.1987	GER22	Kurzschluss in der Erregereinrichtung eines Notstromdieselaggregates bei Wiederkehrender Prüfung
19.04.1988	GER24	Kurzschluss in der 220 kV/380 kV-Hochspannungsanlage mit nachfolgendem Notstromfall
17.05.1989	GER25	Lichtbogen im 380 V-Schaltanlagenneinspeisefeld
08.09.1989	GER01	Kurzschluss in der 10 kV-Eigenbedarfsschaltanlage
08.02.1996	GER17	Abschaltung der Sammelschiene EX durch Kurzschluss in einem Schalteinschub
23.08.2004	GER13	Störung in der Eigenbedarfsversorgung mit Reaktorschnellabschaltung
28.06.2007	GER14	Reaktorschnellabschaltung durch kurzzeitigen Ausfall der Eigenbedarfsversorgung aufgrund Kurzschluss in einem Maschinentransformator

4 Bildung einer bei OECD/NEA/CSNI angesiedelten internationalen Arbeitsgruppe zu HEAF-Ereignissen

4.1 Zielsetzung der Aktivitäten

Nachdem Experten auf Seiten der Aufsichtsbehörden und Gutachter ebenso wie seitens der Betreiber von Kernkraftwerken aus OECD/NEA Mitgliedsstaaten sich der hohen sicherheitstechnischen Bedeutung von HEAF-Ereignissen in Kernkraftwerken bewusst geworden sind, hat dies das OECD/NEA Committee on the Safety of Nuclear Installations (CSNI) zum Anlass genommen, eine internationale Arbeitsgruppe ins Leben zu rufen, die sich im Detail im Rahmen einer durch die OECD/NEA Arbeitsgruppe IAGE (*Integrity and Ageing Working Group*) unterstützten Task mit der Untersuchung derartiger Phänomene in Kernkraftwerken beschäftigen soll. Ziel dieser Aktivität ist es, das hieraus resultierende Brandrisiko besser zu verstehen und dabei durch eine internationale Gruppe von Fachleuten diesbezügliches Wissen zusammenzubringen und Forschungsaktivitäten dazu möglichst effektiv zu gestalten (siehe CAPS im Anhang A-3).

Schwerpunkte dieser internationalen Aktivität werden zum einen eine international abgestimmte technische Definition des hochenergetischen elektrischen Komponentenversagens (HEAF), wie es mit hoher Wahrscheinlichkeit an elektrischen Komponenten, wie Schaltern, Transformatoren usw. auftreten kann, zu geben sowie Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung, Forschungsaktivitäten und möglichen Strategien zur Verhinderung solcher Ereignisse zwischen den Fachleuten aus den beteiligten Mitgliedsländern auszutauschen.

Weiterhin sollen die diesen Ereignissen zugrunde liegenden physikalischen und chemischen Phänomene vertieft untersucht und aus der Perspektive der Branddynamik möglichst zutreffend charakterisiert werden. In diesem Zusammenhang ist es ebenfalls beabsichtigt, ein vereinfachtes Modell bzw. eine deterministische Korrelation zu entwickeln, um die möglichen Schadensbereiche infolge des hochenergetischen elektrischen Komponentenversagens in angemessener Art und Weise und vergleichsweise schnell vorhersagen zu können.

Zudem sollen allgemein akzeptierte Eingangsdaten und Randbedingungen für eine Modellierung solcher Szenarien mittels CFD (computerized fluid dynamics)-Codes definiert werden, die Akzeptanz bei Betreibern wie Behörden und Gutachtern für die Bewertung finden. Last not least soll die Aktivität ggf. auch dazu dienen, die Notwendigkeit weiterführender experimenteller Untersuchungen für die Weiterentwicklung von Eingangsdaten und Randbedingungen der Modellierung von HEAF zu identifizieren, mittels derer sich dann die Modelle validieren und verifizieren lassen.

Die Arbeitsgruppe zur Task OECD HEAF hat sich im Mai 2009 bereits zu einem ersten Kick-off Meeting bei der OECD/NEA in Paris getroffen (Protokoll dieser Sitzung siehe Anhang A-2), wobei Fachleute aus den Mitgliedsstaaten Canada, Deutschland, Frankreich, Korea, und den USA teilnahmen.

Im Rahmen dieses Expertentreffens legten die Mitglieder als wesentliche Zielsetzung der auf eine Dauer von zwei Jahre ausgelegten Aktivität fest, international unter den Experten abgestimmte deterministische Korrelationen zu entwickeln, mittels welcher sich Schadensmechanismen und -bereiche von Ereignissen mit hochenergetischem elektrischem Versagen (HEAF) im Detail modellieren und die zugehörigen Eingangsparemeter und Randbedingungen für solche vereinfachten Rechnungen festlegen lassen. Das Ergebnis der Aktivität sollte ggf. zur Weiterentwicklungen von Methoden für probabilistische Bewertungen (PSA) der Sicherheit von Kernkraftwerken genutzt werden können. Ggf. könnte sich im Verlauf der Aktivität daraus auch die Notwendigkeit weiterführender experimenteller Untersuchungen ergeben

Details sind Anhang A-2 zu entnehmen.

4.2 Erste Ergebnisse der Arbeitsgruppe OECD HEAF

4.2.1 Definition von HEAF-Ereignissen

Die international Expertengruppe aus den an der Task 'OECD HEAF' beteiligten OECD-Mitgliedsländern haben sich bei ihrem Kick-off Meeting im Mai 2009 auf die nachfolgende Definition (siehe /OEC 09a/) des hochenergetischen elektrischen Versagens geeinigt:

Beim hochenergetischen elektrischen Versagen (englisch: *high energy (electric) arcing fault*, HEAF) handelt es sich um das Versagen elektrischer Einrichtungen infolge eines Eintrags hoher Energie oder explosionsartiger Vorgänge mit einer nachfolgenden Freisetzung elektrischer Energie in Form von Wärme, verdampfendem Metall (z. B. Kupfer) und einem Druckanstieg infolge von Lichtbögen hoher elektrischer Ströme zwischen geladenen elektrischen Leitern oder zwischen einem Leiter und einem Nichtleiter bzw. Erde.

Betroffene Komponenten sind u a. hochenergetische elektrische Bauteile, wie Schaltanlagen, Lastverteiler bzw. -schwerpunkte, Sammel- bzw. Verteilerschienen und Schienenkanäle Transformatoren, Kabel etc., die auf bestimmten Spannungsebenen arbeiten. Diese spannungsebenen sind beispielsweise in den USA 440 V, in Finnland 380 V, in Deutschland 500 V, in Korea 345 V und mehr.

Das Szenario des hochenergetischen Versagens besteht aus zwei ausgeprägten Phasen, von denen jede ihre eigene Schadenscharakteristik sowie Erkennung und Bekämpfung mit jeweils unterschiedlichem Ansprechen und Erfolgswirksamkeit hat.

Die erste Phase ist gekennzeichnet durch eine kurzzeitige, sehr schnelle Freisetzung elektrischer Energie, die zu Projektilen aus den beschädigten elektrischen Komponenten oder deren Einhausungen bzw. Bränden einschließlich eines Brandes der betroffenen elektrischen Einrichtung selbst führen können. Gleichzeitig können davon weitere, dem Energieeintrag ausgesetzte Brandgüter betroffen sein, wie beispielsweise darüber angeordnete Kabeltrassen oder in der Nähe befindliche Schalttafeln, die während des Energieeintrags entzündet werden.

Die zweite Phase, d. h. der darauf folgende Brand, wird ähnlich anderen unterstellten Brandereignissen im Einflussbereich des Brandherds behandelt.

Ein Lichtbogen ist eine äußerst intensive abnorme Entladung von Elektronen zwischen zwei Elektroden, über die ein elektrischer Strom geleitet wird. Da es sich bei einem Lichtbogen um ein unerwünschtes Ereignis handelt, wird dieser als sogenanntes 'Versagen durch Lichtbogen' (englisch: 'arcing fault') bezeichnet. Der Lichtbogen wird dabei durch den Elektronenfluss durch die geladenen Gasionen erzeugt, welche als Ergebnis des Verdampfens des geladenen Materials vorhanden sind.

4.2.2 Erste Erkenntnisse zu HEAF aus dem Post Conference Seminar on Fire Safety in Nuclear Power Plants and Installations

Zur Verfolgung des internationalen Standes von Wissenschaft und Technik hat die GRS im August 2009 (siehe auch /ROE 09/) aktiv am elften 'SMIRT Post-conference Seminar on Fire Safety in Nuclear Power Plants and Installations' bei STUK (Finnish Radiation and Nuclear Safety Authority) in Helsinki teilgenommen. Einer der thematischen Schwerpunkte dieser Veranstaltung war das hochgenetische Versagen elektrischer Komponenten und dem Potential einer Beeinträchtigung von Brandschutzeinrichtungen bzw. der Möglichkeit von Bränden.

Die Erfahrung in den kerntechnischen Einrichtungen in den an dieser Veranstaltung teilnehmenden 14 Ländern, darunter einer Mehrheit von Teilnehmerländern des Projektes OECD FIRE, zeigt eine steigende Bedeutung dieser Versagensmechanismen elektrischer Komponenten auf höheren Spannungsebenen auf. Gravierende Brandereignisse traten in dem Zusammenhang in verschiedenen Kernkraftwerken insbesondere an größeren, zumeist ölgefüllten Transformatoren auf. Die meisten dieser Ereignisse waren jedoch, u. a. aufgrund der Anordnung der Transformatoren im Freien mit großem Abstand zu oder vorhandenen brandschutztechnischen Abtrennungen von sicherheitsrelevanten Systemen und Komponenten, ohne sicherheitstechnische Bedeutung. Andererseits waren einige Ereignisse aber von so hoher Bedeutung, dass dazu bereits vertiefte Auswertungen bzw. eingehendere Untersuchungen stattgefunden haben.

Während der Veranstaltung wurde den Experten auch von einem explosionsartigen Versagen eines großen, ölgefüllten Haustransformators in einem russischen Wasserkraftwerk berichtet, bei welchem mindestens 20 Personen zu Tode kamen und mehr als 50 Menschen zum Teil schwer verletzt wurden. Von der Bauart zumindest vergleichbare Transformatoren gibt es zumindest in einigen kerntechnischen Einrichtungen in den Mitgliedsländern der internationalen Arbeitsgruppe OECD HEAF. Die Fachleute, u. a. seitens TRACTEBEL-suez (Belgien), halten dementsprechend eine vertiefte Untersuchung der Ursachen dieses Ereignisses wie auch von Transformatorversagen ähnlicher Transformatoren für wichtig.

Weitere bedeutsame Ereignisse traten, wie auch die Auswertung verschiedener internationaler Datenbanken zeigt, an Hochspannungsschaltern und -schaltanlagen auf.

Auf der Basis des gemeinsamen Vortrags von GRS, Germanischem Lloyd (GL) Bau-technik GmbH und BfS /BER 09/ zu den aktuellen, nationalen wie internationalen Erfahrungen mit HEAF-Ereignissen entwickelte sich eine umfangreiche Diskussion der internationalen Fachleute zu dieser Thematik. Dabei wurde es seitens der Vertreter der Aufsichtsbehörden, u. a. seitens HSE/NII in Großbritannien, der U.S. NRC, dem kanadischen CNSC, von STUK (Finnland) und BEL V als TSO im Auftrag der belgischen Behörde, für wichtig erachtet, entsprechende Anforderungen zu formulieren, so dass im Rahmen von Nachrüstungen bestehender Anlagen wie insbesondere auch bei der Genehmigung von Neuanlagen weitestgehende Maßnahmen zur Vorbeugung gegen solche Ereignisse getroffen werden.

Aus Sicht der Betreiber, u. a. seitens Vattenfall in Schweden oder TRACTEBEL-suez (Belgien), ist die Betriebserfahrung insbesondere dahingehend zu nutzen, dass man die Schadensmechanismen im Detail zu charakterisieren und möglichst auch zu modellieren versucht, um daraus Schlussfolgerungen über mögliche Schadensbereiche sowie den Umfang und die sicherheitstechnische Bedeutung der entsprechenden Schäden zu gewinnen. Auf dieser Basis könnten dann systematisch Verbesserungen in den betroffenen Anlagen vorgenommen werden. In diesem Zusammenhang wurde seitens der Sachverständigenorganisationen (GRS, TÜV und GL auf deutscher Seite, JNES (Japan), und dem französischen IRSN) erneut auf die Problematik des Druckaufbaus und der Schädigung über Verrußung bzw. Verrauchung hingewiesen, wodurch sich nicht unerheblich die Beiträge solcher HEAF-Ereignisse zur Kernschadenshäufigkeit ergeben. Es erscheint zwingend erforderlich neu zu errichtenden Anlagen so auszulegen, dass zum einen weitgehende Vorsorge gegen HEAF getroffen ist und dass zum anderen die entsprechenden Brandschutzmaßnahmen so ausgelegt sind, dass die Sicherheit der Anlage infolge von Ereignissen mit HEAF nicht gefährdet ist.

Verstärkt hat sich infolge der Diskussion der internationalen Fachleute auch der Eindruck, dass es nicht nur bei ölgefüllten Transformatoren zu einem explosionsartigen Versagen kommen kann, sondern ggf. auch bei trockenen Transformatoren. Hier sind die Schädigungsmechanismen derzeit noch unklar und zukünftig genauer zu untersuchen.

Weiterhin ist nach Aussage der Experten bei dem SMiRT Post Conference Seminar eine bessere Vorhersagbarkeit des hochenergetischen Versagens eine zumindest mittelfristige Zielsetzung der Arbeiten, was national auch eine deutliche Zustimmung bzw. Unterstützung findet. Entsprechende Untersuchungen sollten zunächst unter Zuhilfenahme des in diesem Vorhaben entwickelten Fragenkatalogs an die Betreiber von kerntechnischen Anlagen (Questionnaire) erfolgen.

5 Zusammenfassung und Ausblick

In der nationalen und internationalen Betriebserfahrung in kerntechnischen Einrichtungen ist in der jüngeren Vergangenheit eine Reihe von explosionsartig verlaufenden Brandereignissen infolge eines hochenergetischen Versagens elektrischer Einrichtungen zu verzeichnen. Dementsprechend wurde mittlerweile die nicht unerhebliche sicherheitstechnische Bedeutung von Ereignissen mit hochenergetischem Versagen elektrischer Komponenten, (High Energy Arcing Faults, HEAF) in kerntechnischen Einrichtungen sowohl seitens der Fachleute auf Seiten von Gutachtern und Betreibern als auch seitens von Vertretern der Aufsichtsbehörden erkannt. Solche Ereignisse haben das Potential anlageninterne Brände zur Folge zu haben. Dementsprechend sollen derartige Ereignisse hinsichtlich der Übertragbarkeit ihrer möglichen Ursachen auf alle deutschen Anlagen untersucht werden. Dazu gehören neben der Ursachenermittlung der jeweiligen Ereignisse auch die Klärung spezieller Fragen, wie das mögliche Versagen von Brandabschlüssen bei Druckaufbau aufgrund des Brandes, die Entqualmung im Schaltanlagegebäude sowie Möglichkeiten redundanzübergreifender Auswirkungen bei dem hochenergetischen Versagen einzelner Schaltanlagen und anderer elektrischer Einrichtungen.

Mit Hilfe eines im Rahmen des Vorhabens 3607R02582 seitens Fachleuten von GRS und Germanische Lloyd (GL) Bautechnik GmbH erstellten Fragenkatalogs sollen die Betreiber der deutschen Kernkraftwerke die anlagenspezifische Betriebserfahrung durch eine Beantwortung der dort erarbeiteten Fragen darstellen und ggf. erste Hinweise geben, welche zusätzlichen Fragestellungen sich daraus ergeben können. Die GRS wird dann eine gesamtheitliche Auswertung des Rückflusses aus der deutschen Betriebserfahrung zu HEAF-Ereignissen in Kernkraftwerken vornehmen und diese mit nationalen Fachleuten, ebenso wie mit internationalen Experten, u. a. im Rahmen der internationalen Aktivität OECD HEAF als mögliche Basis für weitere vertiefte wissenschaftliche Untersuchungen diskutieren.

Einbezogen in diese Bewertung werden auch Erkenntnisse aus ausländischen Anlagen, die im Rahmen eines internationalen Informationsaustausches gewonnen werden. Dazu dient unter anderem die aktive Mitwirkung an der internationalen Task der OECD/NEA zu HEAF. Diese beinhaltet zum einen eine klare internationale Definition

solcher HEAF-Ereignisse sowie zum anderen einen Austausch auf internationaler Basis von Informationen zu Erkenntnissen aus der jeweiligen nationalen Betriebserfahrung mit derartigen Vorkommnissen, aber auch aus Forschung und Entwicklung zu dieser Thematik sowie aus aufsichtlichen Erkenntnissen. Des Weiteren sollen im Rahmen dieser internationalen Aktivität die physikalischen und chemischen Phänomene untersucht und als dynamische Vorgänge charakterisiert werden. Als ein mögliches Ergebnis der Task sollen zum einen einfache Modelle bzw. deterministische Korrelationen für eine Vorhersage möglicher Schadensbereiche entwickelt und ggf. die Notwendigkeit weiterführender Versuche und Forschungsarbeiten zu diesem Themenbereich aufgezeigt werden. Insgesamt soll die Mitwirkung an dieser Task der Weiterentwicklung des Standes von Wissenschaft und Technik dienen.

Aufbauend auf den Ergebnissen der nationalen und internationalen Auswertung zu HEAF soll es ermöglicht werden, ein Instrumentarium zur Bewertung des hochenergetischen Komponentenversagens und seiner Folgewirkungen zu entwickeln. Aus den dann zur Verfügung stehenden wissenschaftlichen Erkenntnissen lassen sich ggf. auch Empfehlungen ableiten, mit denen Vorsorge gegen solche Ereignisse mit hochenergetischem elektrischen Komponentenversagen getroffen werden können.

6 Literatur

- /AEL 08/ Aelbrecht, D. (TRACTEBEL-suez):
Status on Tractebel's activities, Presentation at HEAF Experts Meeting, Grainau, Germany; September 30, 2008,
- /BER 09/ Berg, H. P., B. Forell, N. Fritze, M. Röwekamp:
First National Applications of the OECD FIRE Database, in: Proceedings of SMiRT 20, 11th International Seminar on Fire Safety in Nuclear Power Plants and Installations, August 17-19, 2009, Helsinki, Finland; 2009 (in Vorbereitung)
- /BRO 08/ Brown, J. W., S. P. Nowlen, F. J. Wyant:
High Energy Arcing Fault Fires in Switchgear Equipment, A Literature Review, Sandia Report, SAND2008-4820, Albuquerque, NM (USA) and Livermore, CA (USA); October 2008
- /CHE 08/ Cherkas, G. (CNSC):
Transformer Fire and Potential HEAF Event, Update to OECD Fire Database Event EID / Key 263 / 350589, Presentation at OECD / HEAF Meeting, Paris, France; 30 April 2008
- /GL 05/ Germanischer Lloyd (GL):
Tischvorlage zum Gespräch beim Germanischen Lloyd vom 18.11.2005
- /GRS 09 / Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH:
Datenbank für meldepflichtige Ereignisse in deutschen Kernkraftwerken 'VERA'; Stand: August 2009
- /KLI 05/ Klindt, J. (Germanischer Lloyd Bautechnik GmbH) und M. Röwekamp (GRS mbH):
Ergebnisprotokoll des Gesprächs beim Germanischen Lloyd vom 18.11.2005

- /KLI 09/ Klindt, J., H. P. Berg, M. Röwekamp:
Regulatory and Experts Position on HEAF and Resulting Actions in Germany, in: Proceedings of SMiRT 20, 11th International Seminar on Fire Safety in Nuclear Power Plants and Installations, August 17-19, 2009, Helsinki, Finland; 2009 (in Vorbereitung)
- /NAZ 04/ Nazih, A. (IRSN):
Schreiben vom 29.11.2004
- /OEC 09/ Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) / Nuclear Energy Agency (NEA), Committee on the Safety of Nuclear Installations (CSNI):
FIRE Project Report "Collection and Analysis of Fire Events (2002-2008) - First Applications and Expected Further Developments", NEA/CSNI/R(2009)6, Paris, France; June 2009
- /OEC 09a/ Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) / Nuclear Energy Agency (NEA), Committee on the Safety of Nuclear Installations (CSNI):
Task on High Energy Arcing Events (HEAF), CAPS submitted to CSNI / IAGE and to CSNI/PRG, Version 9 October 2008 – revised with PRG Chair, 27 April 2009, Paris, France; 2009
- /PAR 08/ Park, J. S. (KINS):
Cable Spark of Unit Aux. Transformer in Kori #2, Presentation at 11th Meeting on the OECD FIRE Project, and HEAF Experts Meeting , Sept. 30 - Oct. 2, 2008, Grainau, Germany
- /ROE 07/ Röwekamp, M., J. Klindt:
"Questionnaire on High Energy Electric Arc Faults HEAF", Draft including international comments, January 2007
- /ROE 07a/ Röwekamp, M., J. Klindt, S. Katzer:
Internationaler Fragenkatalog zum hochenergetischen elektrischen Versagen (High Energy Electric (Arc) Faults, HEEF", Dezember 2007

- /ROE 08/ Röwekamp, M., H.P. Berg:
PSA Significance of Events with Electrically Induced High Energy (Arcing) Faults, Paper 0060, in: Conference Proceedings of PSAM9 Conference, Hong Kong, China; May 2008
- /SAL 05/ Salley, M. H. (U.S. NRC Research):
Schreiben per email vom 5.10.2005
- /SIR 09/ Siren, S. (Fortum):
Electric Arc Protection at Loviisa NPP, Presentation at the 1st meeting of the OECD HEAF Task Group, Paris, France; 18 May 2009
- /TRE 08/ Trélat, S. (IRSN):
Results of IRSN activities on HEAF and some proposals for common activities, Presentation at OECD / HEAF Meeting, Paris, France; 30 April 2008

7 Abbildungsverzeichnis

Abb. 3-1:	Schema des elektrischen Schaltkreises.....	5
Abb. 3-2:	Schnitt durch die in Kabelformsteinen verlegte betroffene Kabeltrasse.....	5
Abb. 3--3:	Links: Kabelkanal nach Entfernung der Kabel;..... Rechts: beschädigte Kabeltrasse.....	6
Abb. 3-4:	Links: Mit Dämmschichtbildner beschichtete Kabel in dem betroffenen Kabelkanal; Rechts: beschichtete Kabel mit Rußablagerungen nach dem Ereignis.....	6
Abb. 3-5:	Typisches HEAF-Szenario.....	50

8 Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1:	Auswertung der nationalen meldepflichtigen Ereignisse zum hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten (HEAF).....	32
Tab. 3-2:	Auswertung der Betriebserfahrung mit HEAF-Ereignissen in deutschen Kernkraftwerken (nach /ROE 08/ und /KLI 09/).....	36
Tab. 3-3:	Auswertung der internationalen meldepflichtigen Ereignisse zum hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten	40
Tab. 3-4:	Auswertung der internationalen Betriebserfahrung mit HEAF-Ereignissen in Kernkraftwerken anhand der Datenbanken INES und IRS (nach /KLI 09/)	42
Tab. 3-5:	Auswertung der internationalen Betriebserfahrung mit HEAF-Ereignissen in Kernkraftwerken anhand der Datenbank OECD FIRE (nach /KLI 09/).....	60
Tab. 3-6:	Auswertung von Ereignissen mir HEAF in der Datenbank OECD FIRE	62

9

Anhang A-1:

**QUESTIONNAIRE ON HIGH ENERGY ELECTRIC (ARC)
FAULTS, HEAF, Draft including international
comments**

QUESTIONNAIRE ON HIGH ENERGY ELECTRIC (ARC) FAULTS, HEAF

1 Background of the Questionnaire

Based on the international operating experience the state-of-the-art on the high energy electric (arcing) failure (HEAF) of electric components and equipment shall be collected and assessed. In particular, potential consequences of events with this failure mechanism on adjacent equipment (particularly safety significant ones, fire protection features) and plant areas exceeding the typical fire effects (smoke, soot, heat, etc.) shall be identified.

International operating experience of nuclear installations in the near past reveals reportable HEAF events (/GRS 04/, /KOT 00/, /NRC 02/) e.g. induced by electric arcs in circuit breakers, etc. resulting in partly significant consequences to the environment of these components exceeding typical fire effects. Investigations of the events have indicated failures of fire barriers and fire protection features due to pressure build-up in the electric cabinets and/or pressure waves (/GRS 04/, /KOT 00/) as well as damage of components by missiles (/NRC 02/).

In a German NPP: event with actuation of a stationary CO₂ extinguishing system resulted in a deterioration and opening of a fire door caused by the overpressure in the compartment /WLN 2006/01/. The events mentioned show i.e. that fire protection has not always designed against such impacts.

A variety of fire protection features may be affected in case of HEAF events by the pressure increase and/or pressure waves (e.g. (fire) doors, fire dampers, penetrations seals and barriers, such as walls and ceilings, etc.). This results in a list of questions, which shall be answered by the licensees to evaluate the state-of-the-art, to gain insights on the basic phenomena for HEAF, and to find out, how such events can be prevented in nuclear installations

2 Questions to Licensees

- Does the operating experience reveal either reportable or minor, non-reportable events interconnected to a high energy electric (i.e. arcing) failure of electric components and equipment?
 - What are the reportable events? (Short description needed)
 - What are the non-reportable events?
(Short description needed)
 - In which buildings / compartments / plant areas did the event occur?
 - What type of component was the fault initiated in (e.g., switchgear, motor control center, transformer, breakers, etc.)?
 - What voltage level did the component operate at?
 - What was the nominal current load available to the component?
 - If known, what was the estimated overload current observed during the arcing fault?
 - How was the HEAF observed or detected? Directly by fire detectors, visual or auditory detection in the location where the fault occurred or indirectly by faulty/spurious signals indirect fire alarms, etc.? (An as far as feasible detailed and exhaustive event description is needed.) What were the observations and findings?
 - What was the damage? Was there high energy impact by electric causes or by others (valves, gases, etc.)? Which components/ types of equipment were affected? (short description needed)
 - What was the damage zone?
 - Was there damage by the high energy release (explosion pressure wave, etc.), or by fire or by both? What was the damage? (short description needed)
 - Which measures were available to limit the consequences of such HEAF failures?
- Did the event affect more than one component (CCF)?

- Was the damage limited to one fire compartment or were further compartments affected?
- Which consequences/effects (e.g. pressure waves, impact by missiles, etc.) to adjacent/nearby components (including cables) and compartments / plant areas have been observed besides the typical fire effects?
- Which pressure peaks/amplitudes and impact durations were measured / observed?
- Which functions of fire protection features (fire barriers and their elements as well as active means) have been impaired by the effects of HEAF, in particular by pressure waves and missiles?
- What were the arcing durations in case of arcing being the cause?
- Fire suppression:
 - Was fire extinguishing performed?
 - If yes, which extinguishing means were applied?
 - What was (rough estimate) the total fire duration?
 - Which were successful?
- Event causes:
 - Was it possible to find out the causes of the high energy impacts observed? If yes, what were the potential causes?
 - Were the initial causes man-induced (mal-operation, errors) or purely technical ones?
 - Have the root causes been found? (please outline all the root causes)
 - Are there insights on the basic (mainly physical and/or chemical, electrical) phenomena and the interrelationships?
- Corrective actions:
 - What are the corrective actions after the event?
 - List of actions for the room/compartment or plant areas, respectively
 - Pre-fire planning depending on the equipment present in the room

- Which measures are foreseen (originally as well as improved ones after the event) to limit the consequences of such HEAF failures?
- Are the fire protection features implemented in the nuclear installations designed against the potential effects from HEAF of electric components and equipment or have they been upgraded (if yes, what are the improvements)?
- Preventive measures:
 - Which measures have been taken for prevention of HEAF failures in the plant design?
 - Have measures been implemented for plant improvement/upgrading to prevent those HEAF failure mechanisms, and if yes, which ones? (Have original measures been re-designed?)
 - Are further measures intended for prevention of these faults, and if yes, which ones?
 - Are the fire protection features implemented in the nuclear installations designed against the potential effects from HEAF of electric components and equipment or have they been upgraded (if yes, what are the improvements)?
- Assessment without direct observations from the events:
 - Which pressure peaks/amplitudes and impact durations may occur in the case of HEAF of electric components? Are there calculations/estimates?
 - Which insights are available on the HEFF failure mechanisms for electric equipment?
 - In which compartments/ plant areas are components and equipment available with the potential of HEAF? Are there safety significant / safety related components available in these compartments/plant areas and/or adjacent ones? If yes, which ones? What are the preventive measures there against such events?
 - What is the amount of equipment with the potential for HEAF being present in the nuclear power plant?
 - In how far are such HEAF events and their potential effects taken into account in the deterministic analysis of the installations/facilities?

- Have the HEAF equipment and its potential failures / HEAF events been considered in the fire PSA? If yes, how and in how far?
- What are the potential effects of “aging“ in the context of HEAF of electric equipment and components, can aging be assumed for those components where such events occurred?
- Which functions of fire protection features (fire barriers and their elements as well as active means) are assumed to be impaired by the effects of HEAF, in particular by pressure waves and missiles?

3 References

- /GRS 04/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH:
“Ausfall der Eigenbedarfs- und Notstromversorgung für 2 Stunden“ im taiwanesischen Kernkraftwerk Maanshan-1 am 18. März 2001, 2004/03, 2004
- /GRS 06/ Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH:
“Auslösung der CO2-Löschanlange für einen Rechnerraum mit Beschädigung einer Brandschutztür“ im Kernkraftwerk Brunsbüttel am 29.07.2005, Weiterleitungsnachricht 2006/01, 2006
- /KOT 00/ Kotthoff, K., M. Maqua, M. Simon:
“Auswahl gemeldeter Ereignisse in ausländischen Kernkraftwerken“ in Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH: Jahresbericht 1997, Kapitel 3.2 “Explosion eines 6-kV-Schalters im Schaltanlagegebäude“, GRS-A-2777, March 2000
- /NRC 02/ U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC):
Metal clad switchgear failures and consequent losses of offsite power, NRC Information Notice 2002-01, January 8, 2002

10

Anhang A-2:

**Deutsche Version des Fragenkatalogs zum
hochenergetischen elektrischen Versagen (HEAF) zur
Verteilung in den deutschen Kernkraftwerken**

INTERNATIONALER FRAGENKATALOG ZUM HOCHENERGETISCHEN ELEKTRISCHEN VERSAGEN (HIGH ENERGY ELECTRIC (ARC) FAULTS, HEAF)

1 Hintergrund und Zweck des Fragebogens

In der nationalen wie internationalen Betriebserfahrung der jüngeren Vergangenheit gab es mehrere nennenswerte Ereignisse (/KOT 00/, / NRC 02/, /WLN 04/, /WLN 06/), bei denen ein hochenergetisches Versagen von elektrischen Komponenten und Einrichtungen, z.B. durch Lichtbögen in Leistungsschaltern, aufgetreten ist. Dabei kam es zu Einwirkungen auf die Umgebung dieser Komponenten, die über die normalen Brandfolgen hinausgingen. Die Untersuchungen haben u.a. gezeigt, dass der Druckaufbau im Schaltergehäuse bzw. die Druckwellen im Raum zu einer Beschädigung bzw. zu einem Versagen von Brandschutzeinrichtungen bzw. Brandbarrieren führten. Es wurden darüber hinaus Schäden an angrenzenden Komponenten durch umher fliegende Bruchstücke festgestellt.

In einer deutschen Anlage trat ein Ereignis auf, bei dem die Aktivierung einer CO₂-Löschanlage zu einer Beschädigung bzw. zum Öffnen einer Brandschutztür durch den im Raum entstandenen Überdruck führte /WLN 06/. Die erwähnten Ereignisse zeigen, dass die Brandschutzeinrichtungen gegen solche Einwirkungen nicht klassifiziert sind. Bei einem hochenergetischem Versagen von elektrischen Komponenten und Einrichtungen können durch den entstehenden Druckaufbau bzw. den Druckwellen brandschutztechnische Einrichtungen (z.B. (Brandschutz-) Türen, Brandschutzklappen, Schottungen (Weichschotte) und (Zwischen-) Wände) betroffen sein.

Für eines dieser Ereignisse im französischen Kernkraftwerk Gravelines im Jahr 2001 wurden seitens IRSN auch erste vorläufige probabilistische Untersuchungen durchgeführt mit dem Ergebnis einer vergleichsweise hohen Kernschadenshäufigkeit von nahezu 5 E-04 pro Jahr. Für andere dieser international aufgetretenen Brandereignisse ergab sich laut eines IRSN-Schreibens an die GRS Ende 2004 eine ebenfalls hohe sicherheitstechnische Bedeutung. Dies führte zu der Bildung einer internationalen Expertengruppe von Fachleuten aus Belgien, Finnland, Frankreich, Japan, Kanada, Schweden und den USA zu einer vertieften Untersuchung des hochenergetischen elektrischen Versagens von Komponenten, an welcher die GRS zusammen mit dem

Germanischen Lloyd (GL) im Rahmen eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens des BMU beteiligt ist.

Das internationale Expertengremium beschloss, in einem ersten Schritt eine Auswertung der Betriebserfahrung der Kernkraftwerke und kerntechnischen Anlagen in den beteiligten Ländern zum hochenergetischen elektrischen Versagen von Komponenten und Einrichtungen (High Energy Electric Faults, HEAF). Dazu wurde von dem internationalen Expertengremium ein entsprechender Fragenkatalog erstellt, der sich an die Betreiber dieser Anlagen richtet und von diesen beantwortet werden soll. Die Auswertung wird dann national durch die Mitglieder der internationalen Arbeitsgruppe, d.h. in Deutschland durch die GRS erfolgen und international in der Arbeitsgruppe diskutiert werden.

Auf der Basis der aufbereiteten und ausgewerteten internationalen Betriebserfahrung aus den o.g. acht Ländern soll der Stand von Wissenstand und Technik über den Themenkreis 'Hochenergetisches Versagen von elektrischen Komponenten und Einrichtungen' gesammelt und ausgewertet werden. Insbesondere soll dabei identifiziert werden, welche möglichen Auswirkungen auf angrenzende Komponenten, Brand-schutzeinrichtungen, Raumabschlüsse und Raumbereiche auftreten können, die über die üblichen bzw. bekannten Brandeinwirkungen (Verrauchung, Verrußung, Wärme-einwirkung) hinausgehen.

Die Erkenntnisse aus den Untersuchungen sollen dann in generischer Form aufbereitet und zumindest den deutschen Betreibern im Rahmen einer Informationsveranstaltung zur Kenntnis gebracht werden (Erfahrungsrückfluss).

Praktische Hinweise:

Die Fragen zu Ereignissen (1 – 17) sollten jeweils auf einem separaten Bogen pro Ereignis beantwortet werden, um bei der Auswertung fälschliche Vermischungen von Informationen zu vermeiden.

2 Fragen an die Betreiber zu in deutschen Anlagen aufgetretenen Ereignissen

Betriebserfahrung

1. Gibt es in der Betriebserfahrung der Anlage einschließlich der Netzanbindung Ereignisse, die mit einem hochenergetischen Versagen elektrischer Komponenten und Einrichtungen ≥ 6 kV im Zusammenhang stehen?
2. Welche Schäden sind dabei entstanden? Darstellung des Schadensbereiches und -ausmaßes mit kurzer Beschreibung (z.B. Explosionsdruckwelle, Druckaufbau, Brand etc.)
3. In welchen Gebäuden, Räumen bzw. Anlagenbereichen traten solche Ereignisse auf?
4. An welcher Komponente trat das hochenergetische Versagen auf (z.B. Schaltanlage, Transformator (ölgefüllt, Trockentrafo), Kabel, Strom-Spannungs-Wandler, Kurzschlüsse in Anschlusskästen für Armaturen etc.)?
5. Auf welcher Spannungsebene arbeitete die betroffene Komponente, wie hoch war der Nominalstrom an der Komponente?
6. Falls bekannt: Wie hoch war die Überspannung bzw. der Überstrom bei dem Ereignis?
7. Wie wurde das Ereignis mit hochenergetischem Komponentenversagen erkannt: Direkt durch Brandmeldedetektoren, visuell, durch Geräusche vor Ort oder indirekt durch Fehlsignale (soweit möglich, detaillierte Beschreibung)? Beobachtungen und Befunde
8. Im Falle eines Lichtbogens als erkannter Ursache: Wie lange dauerte dieser an? Wie wurde dieser beendet?
(Anmerkung: Nach Aussage ausländischer Fachleute besteht ggf. eine Korrelation zwischen Dauer des Lichtbogens und Schadensausmaß.)

Auswirkungen

9. Hat es übergreifende Auswirkungen und indirekte bzw. Sekundärschäden (z.B. Druckwellen, Beschuss durch Trümmerteile, u.a. induzierte hochfrequente Span-

nung, usw.) auf angrenzende Komponenten oder Bereiche gegeben? Wurden in der Folge Schutzeinrichtungen unwirksam?

10. Waren die Schäden auf einen Raum bzw. eine Redundanz (bzw. Strang) beschränkt oder waren mehrere betroffen?
11. Welche Brandschutzmaßnahmen (passive bauliche oder aktive anlagentechnische) waren durch die Auswirkungen des hochenergetischen Versagens elektrischer Komponenten beeinträchtigt, insbesondere durch Druckaufbau und Trümmerteile?

Brandbekämpfung, sofern gegeben

12. Erfolgte eine Brandbekämpfung?
13. Falls ja, welche Brandbekämpfungseinrichtungen und -maßnahmen kamen zum Einsatz? Welche waren erfolgreich?
14. Wie lange dauerte der Brand an? (grobe Abschätzung)

Ereignisursachen

15. War es möglich, die Ursachen des hochenergetischen Versagens zu finden? Falls ja, was waren die möglichen Ursachen?
16. Sofern die zugrunde liegenden Ursachen (root causes) gefunden wurden, welche waren es? Menschliche (Fehlhandlungen, Fehler), technische, administrative Ursachen oder Kombinationen verschiedener Arten von root causes? Bitte listen Sie alle Arten beteiligter root causes auf.

Maßnahmen gegen Wiederholung

17. Welche Maßnahmen gegen Wiederholung eines solchen Ereignisses wurden getroffen?

3 Fragen an die Betreiber ohne Beobachtungen aus in den Anlagen aufgetretenen Ereignissen

Vorbeugende Maßnahmen

18. In welchen Räumen befinden sich Komponenten und Einrichtungen mit dem Potential eines hochenergetischen elektrischen Versagens? Befinden sich sicherheitsrelevante Komponenten in diesen Räumen bzw. in angrenzenden Bereichen? Wenn ja, welche? Bitte machen Sie Angaben über deren Aufstellung mit Zuordnung zu Raumbereichen und ggf. Redundanzen einschließlich der vorhandenen baulichen Brandschutzmaßnahmen.
19. Welche Maßnahmen zur Begrenzung der Auswirkungen eines unterstellten Ereignisses mit hochenergetischem elektrischem Versagen (z.B. Druckaufbau) wurden bei der Auslegung bzw. nachträglich getroffen?
20. Kann mit den vorbeugenden Maßnahmen eine Beeinträchtigung sicherheitstechnisch relevanter Einrichtungen ausgeschlossen werden?
21. Sind weitere Maßnahmen (u.a. Überwachung, wiederkehrende Prüfungen (WKP) oder Alterungsmanagement) zur Vermeidung eines derartigen hochenergetischen elektrischen Komponentenversagens geplant?

Bewertung ohne direkte Beobachtungen aus Ereignissen

22. Inwieweit werden Ereignisse mit hochenergetischem elektrischem Versagen von Komponenten und ihre möglichen Auswirkungen in der SÜ (SSA und PSA) berücksichtigt?

4 Literatur

- /KOT 00/ Kotthoff, K., M. Maqua, M. Simon:
Auswahl gemeldeter Ereignisse in ausländischen Kernkraftwerken,
Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, Jahres-
bericht 1997, Kapitel 3.2 "Explosion eines 6-kV-Schalters im Schaltan-
lagengebäude", GRS-A-2777, März 2000
- /NRC 02/ U.S. Nuclear Regulatory Commission (NRC):
Metal clad switchgear failures and consequent losses of offsite power,
NRC Information Notice 2002-01, 8. Januar 2002
- /WLN 04/ Weiterleitungsnachricht (WLN) 2004/03:
Ausfall der Eigenbedarfs- und Notstromversorgung für 2 Stunden im
taiwanesischen Kernkraftwerk Maanshan-1 am 18. März 2001, 2004
- /WLN 06/ Weiterleitungsnachricht (WLN) 2006/01:
Auslösung der CO₂-Löschanlage für einen Rechnerraum mit
Beschädigung einer Brandschutztür" im Kernkraftwerk Brunsbüttel am
29.07.2005, 2006

11

Anhang A-3:

**Protokoll des ersten Arbeitstreffens der CSNI/IAGE
Task Group on High Energy Arcing Faults (HEAF)**

**NUCLEAR ENERGY AGENCY
COMMITTEE ON THE SAFETY OF NUCLEAR INSTALLATION**

Integrity and Ageing Working Group (IAGE)

**Summary Record of the 1st Meeting of the CSNI/IAGE Task Group on High Energy Arcing
Faults (HEAF)**

**Held on 18 May 2009
NEA Headquarters, Issy-les-Moulineaux, France**

Summary Record of the 1st HEAF Meeting¹

1. Opening of the meeting

1. On behalf of Mr. A. Huerta, NEA secretariat of the CSNI/IAGE Working Group who could not attend this meeting, Mr. J. Gauvain, welcomed the participants to this first meeting on High Energy Arcing Faults (HEAF). He reminded that this new activity was a suggestion arisen from the OECD FIRE Project that had been recently endorsed by the CSNI Integrity and Ageing Working Group (IAGE). He recalled that this first meeting was coming after several informal meetings on this topic that were organised on the occasion of meetings of the OECD FIRE Project.
2. He then invited each participant to briefly introduce him/herself. The list of participants is given in Appendix 2. Mr Gauvain informed the participants that he received apologies for not being able to attend this meeting from Japan and Sweden and that due to the late distribution of the Agenda several other interested countries had not yet designated their representatives.
3. The Secretariat reminded that the NEA practice was to have a Chair for each working group to be elected from amongst their members and asked for nomination to this position. Several participants suggested that Dr. Roewekamp be elected as Chair. Dr. Roewekamp answered that she was honoured to be designated but that she was already chairing several Project Groups so she would prefer to see another candidate. However, considering that not all interested countries could attend this first meeting she accepted to take the Chair, with the idea to elect a new chair when the group is complete.

2. Adoption of the Agenda

4. Dr. Roewekamp then chaired the meeting and asked the participants about comments on the Agenda that had been distributed by the Secretariat on 17 April 2009. No comment was made and the agenda was adopted; it is given in Appendix 1.

3. Discussion on the objectives of the first meeting

5. The Chair reminded that the need for such a new activity arisen from the observation that several fire events involving High Energy Arcing Faults (where typically an explosion and/or a fire occur) were identified in the OECD Fire Database and for which little knowledge was available. A draft proposal for this CSNI Activity was first prepared by G. Cherkas in October 2008 and later discussed among participants of the informal HEAF meeting. Subsequently it was submitted to the CSNI/IAGE for discussion in its April 2009 meeting. IAGE accepted this task provided there would be co-ordination with the WGAMA group dealing with CFD modelling and with the WGRISK group dealing with PSA. Later in April 2009 the proposal was reviewed by the CSNI Programme Review Group (PRG) which endorsed it in adding some milestones which were missing in the original draft and consisting in the production of a progress report after the end of the second year (the final proposal is given in Appendix 3). It was anticipated that the HEAF proposal would be officially endorsed by the CSNI at its June 2009 meeting.

¹ The Rules of Procedures of the OECD specify that meetings of the Committees of the Organisation as well as their working parties, expert groups, etc. only require the drawing up of a summary record of the decision and conclusions reached by the Committees.

6. The Chair then reminded that the objectives of the task on High Energy Arcing Faults will start with agreeing in a common definition of a HEAF and will consist in activities of different nature which are summarised as follows:
 - Define in technical terms a HEAF event (likely to occur on components such as breakers, transformers, etc),
 - Share between CSNI members HEAF events, experiences, research and potential mitigation strategies,
 - Investigate and characterize the physical and chemical phenomena of an HEAF event from a fire dynamics perspective,
 - Provide the basis for a simple model / deterministic correlation to reasonably and quickly predict the potential damage areas associated with an HEAF,
 - Develop generally acceptable input criteria and boundary conditions for CFD models which are likely to be accepted by industry and regulatory agencies, and
 - Identify needs for possible experiments/testing to develop input data, boundary conditions for HEAF events to support the development of HEAF models.
7. Regarding the justification and the safety significance the Chair, who is also member of the CSNI/WGRISK (and WGRISK Bureau), reminded that PRA people considered this activity of importance for their work but acknowledged that there is first a need to know more about the structural and component behaviour involved in HEAF this is why this task was asked to the IAGE. Regarding the criteria for priorities, she noted that this activity was also meeting the CSNI request of being better accomplished by an international group to pool international knowledge and that it was likely to bring conclusions and results in a reasonable time frame.
8. Regarding the resources needed, it was anticipated that for the first two years it would be mostly literature and national data survey to collect information so this would not take more than about 10 days per country and slightly more for the lead in charge of drafting the progress report. Regarding the lead, GRS agreed to take the lead for the beginning, reminding that they would expect support from other countries until the next meeting. Participants thanked the Chair for this overview and agreed with the views expressed by the Chair.
4. **Expected outputs and deliverables of the task group.**
9. The Chair reminded that the beginning of this task would be collecting information and that the first output would be a compilation report. Furthermore, she suggested that expected output and deliverables of the task group be further discussed under Item 7 after the presentation made by participants.
5. **Round table presentation of reports from each member countries**
10. S. Siren (Fortum, Finland) presented the development of electric arc protection at Loviisa NPP which started with diesel backed up 6 kV and 0.4kV switchgears in 1994-1996 and was continued with installation to other 6 kV and 0.4 kV switchgears in 2006-2008. To actuate two conditions have to be met simultaneously: flash of light and over-current in the supply to the switchgear. Within 2 ms, all supply breakers to the switchgear get an opening signal. Breakers trip open in 65 ms and total tripping time is at most 75 ms. Total tripping times without arc protection would be about 200-500 ms in most cases. The pressure increase due to arcing may cause the doors to open and hurl them at the switchgear cabinets in the adjacent room. Failure of both switchgears is assumed with high probability if the electric arc protection fails. It is possible

but comparably unlikely even if the electric arc protection functions properly. He concluded in noting that fire and smoke spreading studied separately

11. G. Taylor (USNRC) first noted that the Sandia Report “High Energy Arcing Fault Fires in Switchgear Equipment, A Literature Review” (SAND2008-4820) was finally release in October 2008 and was publicly available. Tests are ongoing or planned for 2010 on pressure characterisation of arcs and at the University on physics of plasma, for which results are expected in 2011. He also mentioned the co-operation with EPRI and the expectation of getting their data on arcing. He concluded in mentioning that he has to check at the USNRC whether utilities have already implemented these events within the fire PRAs.
12. I. Bolliger (CNSC) noted that currently data for arcing is quite limited and that the funding for this activity will be discussed based on the output of this meeting. He also noted that maybe some of the arcing events in Canada are not reported in the OECD FIRE Database since they were not followed by a fire.
13. S. Trélat indicated that IRSN has prepared a questionnaire on switchgear equipment to be sent to French utilities and that is currently under review by ASN before distribution to EdF. She mentioned that since the Gravelines NPP incident some oil switchgears have been replaced by dry equipment but that the risk of explosion still exists.
14. K.S. Han (KHNP) indicated that there were no official reports on HEAF in Korea but that only two fire events were reported up to now the OECD FIRE Database. It seems that there could be some past incidents like HEAF but this is not clearly defined. He noted an example with an oil transformer in the late 1900s. He also noted the overheating of bushing bars due to earthquake induced vibrations and many small fires not reportable.
15. The Chair (GRS) presented the German and international plant operating experience with High Energy Arcing Faults (HEAF) at NPP which reveals a non-negligible number of events with explosions and fast fires resulting from HEAF. She noted that Preliminary probabilistic safety assessment of a French event in 2001 resulted in a core damage frequency (CDF) = 5 E-04/y For other events of the same type, CDF between 9 E-05/y and 2 E-03/y were roughly estimated. A variety of fire protection features may be affected in case of HEAF events by the pressure increase and/or pressure waves so HEAF events may have the potential of event sequences strongly affecting CDF. For evaluating the reportable HEAF events in NPP the following sources/references were used: IAEA/IRS and INES, USNRC / NUREG as far as to GRS available and National Information Notices (“Weiterleitungsnachrichten“) as stored in the BEVOR database (TECDO) by GRS.
16. The GRS analysis covers in total 58 reportable events since 1977 (38 from Germany and 20 international events) The primary causes of the fires and explosions are: over-voltage insertion, short circuits and shorts to ground and electrical arcing. Voltage level affected ranges from 220 V to 400 kV, 75 % of event occurred during full power operation and 25% during low power or shutdown state. The main observation are summarised in the following table:

Source	Number of HEAF event	HEAF with consequential fires	HEAF with explosion and fires	HEAF with damage not limited to component it started	HEAF with deterioration of barriers
German Database	35	11	2	7	1
IAEA/IRS & INES	20	10	7	10	5

Additional observations were made from 18 of those HEAF events with fire that are stored in OECD FIRE Database. In some cases the electric fault might have caused a fuel pyrolysis/spread and acted as an ignition source for a chemical explosion, thus a HEAF event and a chemical explosion may have taken place simultaneously. It is noted that 11 of 18 HEAF events occurred

at high voltage transformers. The locations of occurrence are mainly transformer yard, switchyard and electrical building. For 3 HEAF events the external fire brigade was needed to suppress the fire. Only 2 events were found with more than 1 hour fire duration

17. H.P. Berg (BfS) presented the German perspective on High Energy Arcing Faults (HEAF) starting with several examples of relevant events regarding fire safety due to HEAF. He then illustrated with the German reportable event 13/04 “Disturbance in the auxiliary power supply with consequential reactor scram“. The cause was a short circuit at 10 kV cables inside so-called ‘Kabelformsteinen’ (protective shaped stones for cable routing) routed in the field between switchgear building and emergency diesel building. Despite there was practically no fire (self extinguished) the cables inside the cable tunnel were destroyed along several meters. Probable root cause was ageing effect in addition to possible manufacturing deficiencies and this event showed the significance of aging control of components and a strong need for in-depth investigations and research activities, i.e. for fire protection equipment. He explained that all these observations led the German regulator to establish and send a questionnaire to all German NPP utilities until 2008 which shall be answered by the licensees to evaluate the state-of-the-art, to gain insights on the basic phenomena for HEAF, and to find out, how such events can be prevented in nuclear installations. This questionnaire includes 14 questions on the general background, 4 questions on possible Common Cause Failures, 4 questions on fire suppression, 4 questions on event causes, 5 questions on corrective actions and 4 questions on prevention. Up to now 4 utilities have provided answers, which are being analysed.
18. In the subsequent discussion IRSN noted that the questions of the IRSN questionnaire were mostly built from the German questionnaire, so it will be interesting to compare the answers. The Chair noted that Belgium could be interested by this activity. The URNRC indicated that they may also have a questionnaire if the expected co-operation with EPRI on fire is established (process is ongoing through the relevant committees). In any case there is already available an EPRI report on fire research. Finland noted that they could look into reported events but not into archives on not reported events.

6. Cooperation with other international organisations (EC, IAEA, others)

19. No international organisation was attending this first meeting.

7. Project planning and deliverables

20. The Chair reminded that the first objective of this task, that one condition for some countries to join this activity was to set-up a definition of a HEAF. Participants agreed that the first priority for this Task group was to agree on such definition of HEAF and G. Taylor suggested to start with the definition provided in Appendix M for Chapter 11 of the NUREG/CR-6850 report “EPRI/NRC-RES - Fire PRA Methodology for Nuclear Power Facilities - Volume 2: Detailed Methodology” issued in September 2005. In the discussion were noted the importance of listing possibly affected components, on giving range of voltage (something like 400 V and above, to be specified depending on countries regulations) and indicating the dynamic behaviour. The draft definition agreed at the meeting is given in Appendix 4).
21. Regarding the next objective in the CAPS (“Sharing information”) the Chair asked the participants about their plans.
 - G. Taylor mentioned again the NUREG/CR-6850 report and indicated that other national work may be available in the future,
 - Germany indicated that they will provide the answers to their questionnaire,

- Canada will review the OECD Database and their events records. They will also consider establishing and sending out a questionnaire to licensees,
 - France would like to provide answers to the questionnaire but this may take some times since it has not yet been released by the French Regulator,
 - Finland will check with the Regulator (STUK) but the minimum information will be the events from the OECD Database
 - Korea indicated that since now HEAF is defined they could find some relevant data from scam events records.
22. Regarding the Modelling objective, the Chair asked that each country look for the modelling available at their organisations.

8. Any other business

23. The Chair noted that some interested countries could not attend this first meeting and asked that the Secretariat check the position on this new activity from countries who have not yet responded to the invitation to this first meeting.

9. Next meeting

24. The question was raised about the appropriate time interval between meetings and since it will need time to collect information it may be preferable to have up to one year to get enough work done before the next meeting.
25. Since many HEAF participants were also member of the FIRE Project and would travel for its next meeting within six months, it was nevertheless proposed that the next meeting be held on 18 November, 2009 at OECD/NEA headquarters, Paris, France immediately before the 13th OECD/NEA FIRE PRG meeting which is planned to be held on 19-20 November 2009.

10. Close of the meeting

26. The Chair thanked the participants for their insight and ideas for this new Task and after having expressed the expectation that the countries which could not attend this first meeting would soon join this activity she closed the meeting.

1st Meeting of the CSNI/IAGE Task Group on High Energy Arcing Faults (HEAF)

NEA headquarter, Paris, France 18 May 2009

Tentative Agenda

1.0 Opening and introductory remarks

2.0 Adoption of the Meeting Agenda

3.0 Discussion on the objectives of the first meeting

4.0 Expected outputs and deliverables of the task group

4.1 Review of the task group proposal (CAPS attached as appendix)

5.0 Round table presentation of Reports from each member country

(Please send your presentations in advance to the Secretariat, if any)

5.1 Report on research activities related to HEAF in member countries

5.2 First indication of HEAF from the OECD FIRE Database

6.0 Cooperation with other international organizations (EC, IAEA, others)

(Please send your presentations in advance to the Secretariat, if any)

7.0 Project planning and deliverables

7.1 Discussion on the scope of the task

7.2 Discussion on the main project activities and its time scheduling

7.3 Follow up actions and assignments

8.0 Any other business

9.0 Next meeting (main agenda items, dates and places)

10.0 Closure of meeting

Task Group on High Energy Arcing Faults (HEAF)

*Participants List***CANADA**

Mr. Ivan BOLLIGER
 Engineering Design & Assessment Division
 Directorate of Assessment and Analysis
 Canadian Nuclear Safety Commission
 P.O. Box 1046, Station B, 280 Slater Street
 Ottawa, Ontario, K1P 5S9

Tel: +1 613 943-9429
 Fax: +1 613 995-5086
 email: ivan.bolliger@cnsccsn.gc.ca

FINLAND

Mr. Sami SIREN
 Engineer, Probabilistic Safety Assessment
 Fortum Nuclear Services Ltd
 Keilaniementie 1
 POB 100
 00048 FORTUM

Tel: +358 10 45 32378
 Fax:
 email: sami.siren@fortum.com

Mr. Lasse TUNTURIVUORI
 Teollisuuden Voima Oyj
 Olkiluoto
 FI-27160 EURAJOKI

Tel: +358 2 8381 3249
 Fax:
 email: lasse.tunturivuori@tvo.fi

FRANCE

Mr. Remy BERTRAND
 IRSN/DSDRE/DDI
 B.P.17
 92262 Fontenay-aux-Roses Cedex

Tel: +33 1 58 35 91 05
 Fax: +33 1 58 35 83 85
 email: remy.bertrand@irsn.fr

Dr. Sophie TRELAT
 IRSN/DSU/SERIC/BEXI
 BP N° 17
 92262 Fontenay-aux-Roses Cedex

Tel: +33 1 58 35 80 72
 Fax: +33 1 58 35 70 88
 email: sophie.trelat@irsn.fr@irsn.fr

GERMANY

Dr. Heinz-Peter BERG
 Deputy Head - Department of Nuclear Safety
 Bundesamt für Strahlenschutz (BfS)
 Willy-Brandt-Straße 5
 D-38226 Salzgitter

Tel: +49 30 18 333 1501
 Fax: +49 30 18 333 1535
 email: hberg@bfs.de

Dr. Marina ROEWKAMP
 Senior Expert, Head of External and Internal Hazards
 Gesellschaft für Anlagen-und Reaktorsicherheit
 (GRS) mbH
 Schwertnergasse 1
 D-50667 Köln

Tel: +49 221 2068 898
 Fax: +49 221 2068 10898
 email: marina.roewekamp@grs.de

KOREA

Mr. Kyung Soo HAN
Team head / Safety & Technology Dept.
Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP)
167 Samsung Dong, Gangnam-gu
Seoul, 135-791

Tel: +82 2 3456 1840
Fax: +82 16 843 0343
email: hanks@khnp.co.kr

UNITED STATES OF AMERICA

Mr. Gabriel TAYLOR
RES/DRAA/PRAB
United States Nuclear Regulatory Commission
Mail Stop C4-A07M
Washington, DC 20555-0001

Tel: +1 301 251 7576
Fax: +1 301 251 7424
email: gabriel.taylor@nrc.gov

International Organisations**OECD Nuclear Energy Agency, Issy-les-Moulineaux**

Mr. Jean GAUVAIN
OECD-NEA
Nuclear Safety Division
Le Seine St-Germain
12 bd des Iles
F-92130 ISSY-LES-MOULINEAUX

Tel: +33 1 45 24 10 52
Fax: +33 1 45 24 11 29
email: jean.gauvain@oecd.org

Participants who sent their apologies for not being able to attend this Meeting:**CANADA**

Dr. Grant CHERKAS
Engineering Design & Assessment Division
Directorate of Assessment and Analysis
Canadian Nuclear Safety Commission
P.O. Box 1046, Station B, 280 Slater Street
Ottawa, Ontario, K1P 5S9

Tel: +1 613 995-4036
Fax: +1 613 995-5086
email: grant.cherkas@cnsccsn.gc.ca

FINLAND

Mr. Matti LEHTO
Senior Adviser, Risk analysis
STUK - Radiation and Nuclear Safety Authority
Laippatie 4 - P.O.BOX 14,
FI-00881 Helsinki

Tel: +358 9 759 88 659
Fax: +358 9 755 60 32
email: matti.lehto@stuk.fi

JAPAN

Dr. Yusuke KASAGAWA
Safety Analysis and Evaluation Division
Japan Nuclear Energy Safety Organization (JNES)
Kamiya-cho MT Bldg.12F,
Tokyo, 105-0001

Tel: +81 3 4511 1567
Fax: +81 3 4511 1598
email: kasagawa-yusuke@jnes.go.jp

KOREA

Dr. Jong Seuk PARK
Safety Research Division
Korea Institute of Nuclear Safety (KINS)
19 Kuseong-Dong, Yuseong-Ku

Tel: +82 42 868 0144
Fax: +82 42 861 1700
email: park@kins.re.kr

DAEJON, 305-338

SWEDEN

Mr. Ralph NYMAN
Stralsäkerhetsmyndigheten (SSM)
Swedish Radiation Safety Authority
SE-171 16 Stockholm

Tel: +46 799 43 55
Fax: +46 799 40 10
email: ralph.nyman@ssm.se

International Organisations

OECD Nuclear Energy Agency, Issy-les-Moulineaux

Mr. Alejandro HUERTA
OECD-NEA
Nuclear Safety Division
Le Seine St-Germain
12 bd des Iles
F-92130 ISSY-LES-MOULINEAUX

Tel: +33 1 45 24 10 57
Fax: +33 1 45 24 11 29
email: alejandro.huerta@oecd.org

CSNI Activity Proposal IAGE (2009)5

Project/Activity Title	Task on High Energy Arcing Events (HEAF)
Objective	<ul style="list-style-type: none"> - Define in technical terms a HEAF event (likely to occur on components such as breakers, transformers, etc) - Share between CSNI members HEAF events, experiences, research and potential mitigation strategies - Investigate and characterize the physical and chemical phenomena of an HEAF event from a fire dynamics perspective - Provide the basis for a simple model / deterministic correlation to reasonably and quickly predict the potential damage areas associated with an HEAF - Develop generally acceptable input criteria and boundary conditions for CFD models which are likely to be accepted by industry and regulatory agencies - Identify needs for possible experiments/testing to develop input data, boundary conditions for HEAF events to support the development of HEAF models
Scope/Justification/ Deliverables, expected results and users, relation to other projects	<p>The goal of this task is to:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) provide the basis for deterministic correlations to predict damage and ii) establish a set of input data and boundary conditions for more detailed modeling which can be agreed to by the international community. <p>The output of this project may directly support development of improved treatment methods in fire Probabilistic Risk Assessment (PRA) for nuclear power plant applications.</p> <p>The expected result of the proposal is a technical report covering the aspects outlined above.</p> <p>This task may result in the definition of experimental needs to be addressed later in a Project structure.</p>
Safety significance/ priority (see priority criteria in Section IV.1)	<p>Safety Significance</p> <ul style="list-style-type: none"> • High safety significance and of importance to nuclear regulators as an important part of better understanding fire risk at a nuclear power plant • Better accomplished by an international group to pool international knowledge and research means. <p>Priority; The proposed activity complies with the following criteria:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Criterion 1: Issue of high safety significance and of importance to nuclear regulators - Criterion 2: Better accomplished by international group - Criterion 3: Likely to bring conclusive results in reasonable time frame - Criterion 4: Maintain and preserve strategic safety competence
Safety Issue and topic covered	<p>The proposal is related to External events, fire and seismic safety</p> <p>SIT – New Risk Perspective and Safety Requirements</p>

Milestones (deliverables vs. time)	<ul style="list-style-type: none"> • Year 1: collection of information • Year 2: compilation of a report
Lead organisation(s) and coordination	GRS is willing to be 1 of up to 3 organisations.
Participants (individuals and organisations)	All IAGE member countries, licensees and fire researchers. Already: Belgium, Canada, France, Germany, Korea, United States
Resources	Leading countries estimated level of effort is 1.5 – 2 month. Participating member countries estimated effort from 10 days.
Requested action from PRG/CSNI	Approval of Proposal
PRG recommendation	Endorsed
CSNI Disposition	Endorsed

Draft Definition of HEAF

High-energy arcing fault (HEAF) are high energy, energetic, or explosive electrical equipment faults resulting in a rapid release of electrical energy in the form of heat, vaporized metal (e.g. copper), and pressure increase due to high current arcs created between energized electrical conductors or between an energized electrical conductor and neutral or ground. Components that may be affected include specific high-energy electrical devices, such as switchgears, load centers, bus bars/ducts, transformers, cables ..., operating on voltage levels of ... (U.S.: 440 V, FIN: 380 V, Germany: 500 V, Korea: 345 V, FRA: 380 V, CAN: ? V, ...) and above.

The energetic fault scenario consists of two distinct phases, each with its own damage characteristics and detection/suppression response and effectiveness.

- First phase: short, rapid release of electrical energy which may result in projectiles (from damaged electrical components or housing) and/or fire(s) involving the electrical device itself, as well as any external exposed combustibles, such as overhead exposed cable trays or nearby panels, that may be ignited during the energetic phase.
- Second phase, i.e., the ensuing fire(s): is treated similar to other postulated fires within the zone of influence.

An arc is a very intense abnormal discharge of electrons between two electrodes that are carrying an electric current. Since arcing is not usually a desirable occurrence, it is described as an “arcing fault.” The arc is created by the flow of electrons through charged particles of gas ions that exist as a result of vaporization of the conductive material.

12

**Anhang A-4:
Erfahrungen und Vorgehen zu HEAF in OECD/NEA-
Mitgliedsländern**

- **Belgien**
- **Canada**
- **Finnland**
- **Frankreich**
- **Korea**
- **USA**

HEAF – Meeting

Grainau 30-09-2009

Status on Tractebel's activities

Daniel Aelbrecht

Tel +32 2 773 8394
e-mail daniel.aelbrecht@tractebel.com

Tractebel Engineering
VEZ

Belgian NPP's

- 7 NPP's
- PWR type
- 2 sites : Doel and Tihange
- Doel 12 (twin units) & Tihange1 (1975), Doel 3 (1982), Tihange 2 (1983), Doel 4 & Tihange 3 (1985)
- ≈ 55% of Belgian electricity production

Origin

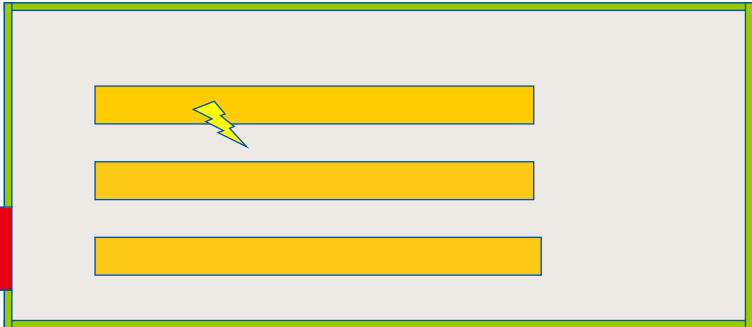
- 31/10/96 Tihange 1 NPP (IRS7000): explosion in a switchgear room due to failure of 6kV low oil content circuit breaker
- During start-up of a pump, the breaker inadvertently opened and an arc was formed.
- The first upstream protection did not function or reacted too late
- The protection of the upstream transformer cut the current after 8 seconds.
- The damage was caused by a HEAF on the bus-bars of ~ 1 sec

Identifiant

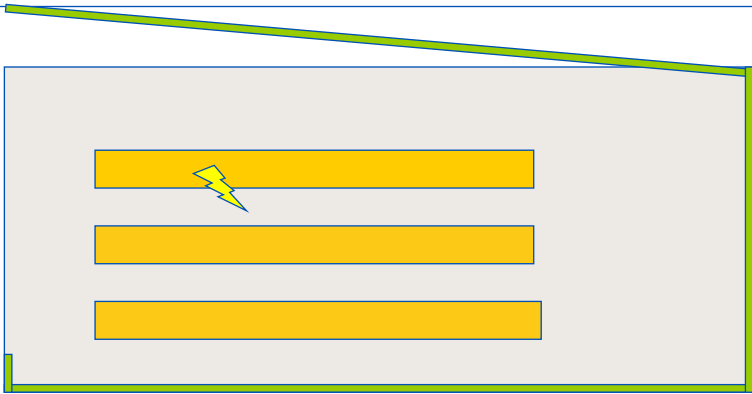
Damage

- One man killed, another badly injured
- One wall collapsed, another wall was displaced over
- One fire door popped-out
- Switchgear room size 25x11x3.5 ~ 800 m³
- Affected switchgear was badly damaged, other equipment in the same room suffered only minor damage (smoke) and remained functional afterwards
- Observed damage indicates high pressure level without pronounced blast effect

Identifiant



Identifiant



Identifiant

Safety Issue

- Damaged walls separated the affected safety related Switchgear room from non-safety related parts of the installation. Debris damaged only non safety related equipment.
- Overall safety was not compromised by this incident
- This should not be the case if the same explosion happened in another switchgear room

Identifiant

Safety evaluation

- Despite expert investigations, the root cause of this breaker failure remains unknown.
- Internal explosion effects not taken into account in the design of the Belgian NPP's ⇒ topic for Ten Yearly Safety Assessment (topic B7)
 - Evaluate the effects and consequences of explosions inside the NPP-buildings
 - > Explosion of gas clouds after leak (mostly hydrogen leaks)
 - > Explosions due to high energy electric arcing

Identifiant

Special characteristics of the Tihange 1 incident

- The breaker inadvertently opened and an arc was formed
- **AND** The next upstream protection device did not interrupt the faulting device
- This could lead to the formation of long duration high energy electric arcs

Identifiant

Position of Belgian Safety Authorities

- Safety Authorities want to consider this type of explosion (arcing **AND** failure of first upstream protective device) as a Design Base Accident in the sense of IEEE 308
 - Plant in accidental situation (pe LOCA)->
 - > postulate a switchgear explosion as single failure and evaluate consequences.
 - Plant in normal operation
 - > Safety related trains: postulate the explosion of a switchgear as initiator + additional single failure to be considered in the chain of equipment necessary to cope with the incident and evaluate consequences
 - > Non-safety related trains: postulate the explosion of a switchgear and evaluate consequences

Identifiant

Position of Tractebel

- The Tihange 1 incident is already a combination of an initiating event (appearance of arcing) and a single failure (failure of first upstream protective device)
- To perform the safety evaluation a « Tihange 1 – type explosion » is postulated. The consequences are considered « acceptable » as long as the damage is limited to the affected switchgear room itself.

Identifiant

Analysis of the incident

- After the incident a workgroup was formed. Main conclusions
 - The observed damage was the result of two « explosions »
 - > First a rapid pressure rise inside the room caused by the on adiabatic air heating due to energy released by the 3 ϕ -arc
 - > Second: oil decomposition by internal electric arcs \Rightarrow gas released through relief cap \Rightarrow explosion of the gas mixture
 - The observed damage (broken and displaced walls) enabled to calculate the pressure level that was reached during the incident (rupture-line method of Johanson) (100-130 mbar)
 - The blast effect of the arc generation is considered as negligible (with respect to the adiabatic heating).

Identifiant

First calculations

- Adiabatic heating of air due to arcing

- 40 % of arc energy $\Delta E_{\text{él}}$ is taken into account for adiabatic heating of air

- > $\Delta E_{\text{él}} = U_{\text{arc}} \times \sqrt{3} \times ((I_{\text{tfo}} \times t_{\text{def}}) + I_{\text{mot}} \times 0.9 \times (1 - e^{-\frac{t_{\text{def}}}{0.9}}))$

- > $\Delta E_{\text{él}}$ = dissipated energy

- > U_{arc} = 750 V, arc tension

- > I_{tfo} = contribution transformer

- > I_{mot} = contribution motors

- > t_{def} = duration of arc

- > 0.9 = time constant

- $\Delta P = (\gamma - 1) \Delta E/V$ where $\Delta E = 0.4 \Delta E_{\text{él}}$

- Calculation is valid for a free burning arc in a closed empty room

Identifiant

First calculations

- Gas explosion

- Cracking of oil generates:

- > Volume of explosif gas: 100 cm³/kJ (confirmed by SEBK project)

- > Gas composition

- 39 % acetylene

- 38 % Hydrogen

- 20 % methane

- 3 % ethylene

- Volume and gas composition confirmed later by the SEBK project (Norway)

- Overpressure of explosion was calculated by the TNT-equivalent method – program INBLAST

Identifiant

Results for the Tihange 1 incident

Results incident Tihange 1 (local E501)

Input: $I=36\text{kA}$ $\Delta_{\text{electr.}}=43.2\text{MJ}$ $V=690\text{m}^3$ $t=1\text{ sec}$

Heating Air: $\Delta p=100\text{ mbar}$

Gas explosion : $\Delta p= 29\text{ mbar}$

Total overpressure 129 mbar (closed room)

« Pressure resistance » of wall $\sim 25\text{ mbar}$

Calculated pressure level consistent with observed damage

Identifiant

Weakness of the approach

- Considered free burning arc in an empty closed room (not realistic)
- TNT-equivalent method is unprecise for explosion in closed rooms
 - An efficiency factor for the explosion has to be chosen, which greatly affects the final results ??

Identifiant

Gas explosion component– detailed CFD calculation

- The component « gas explosion » was recalculated by using CFD software: FLACS (Flame Accelerator Simulator) (GEXCON)
- For the same gas cloud the calculated overpressure was found to be much higher (95 mbar instead of ~29 mbar)
- The total pressure (gas explosion + adiabatic heating) of ~ 195 mbar was inconsistent with the observed damage
- This may indicate that the effect of adiabatic heating was overestimated

Identifiant

Replacement of oil containing switchgears

- Doel: Dry type Switchgears
 - Only effect of adiabatic heating of air is to be considered
- Tihange: Oil containing switchgears
 - Both effects adiabatic heating and gas explosion have to be considered
- BUT
 - Due to aging and spare parts problems, all oil containing switchgears are replaced by dry-type (> 300 switchgears)
- **Due to this replacement the gas explosion component is no longer to be considered**

Identifiant

Results for other units (adiabatic heating of air only)

- In many cases the pressure rise due to adiabatic heating of the air leads to pressure levels higher than the resistance of structural elements.
- Damage of safety related equipment in adjacent trains could not be excluded.
- Necessary to calculate the pressure rise more accurately

Identifiant

New calculation of pressure rise due to adiabatic heating

- Performed by Dr. Pietsch and Dr. Schmale of the University of Aachen
- New calculation method based on:
 - Arcing only in small confined volume inside switchgear
 - « Exchange possibilities » between small volume and air outside switchgear
 - Dependant on inside geometry of switchgear
 - Takes into account venting possibilities present inside the switchgear room
 -
 - More details see next presentations

Identifiant

Results of new calculation

- Maximum pressure levels inside the SG-rooms were sometimes 2 to 4 times lower compared to former results
- Gain especially for arc durations less than 1 second
- Above 1 sec duration, comparable to former results
- At Doel less positive results due to inside geometry of switchgears

New results for The Tihange 1 incident

- Maximum pressure level inside Switchgear Room due to adiabatic heating ~ 25 mbar
- The contribution of the gas explosion as calculated by FLACS ~ 95 mbar
- Total pressure level for the incident ~ 120 mbar
- Again consistent with the observed damage

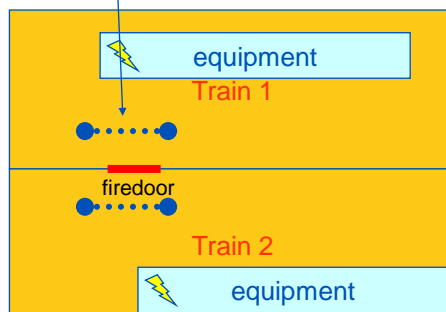
New evaluation

- New results will permit to conclude that for the most recent plants (DOEL3,4 and Tihange 2 and 3) no damage will occur on structural elements (concrete walls). The damage is limited to the affected safety train itself.
- Still to discuss: acceptability of new calculation method by Belgian Safety Authorities
- Only problem left: popping-out of fire-doors (Tihange NPP)

Identifiant

Solution:

install removable screens to prevent damage on redundant train



Identifiant

Older plants

- At Doel 1,2 and Tihange 1 still problems due to weaker brick walls
- Solution?
 - Safety evaluation as requested by Safety Authorities ??
 - Evaluate increased probability on core damage.??
 - Add hardware: fast reacting protective devices in case of arcing ??
 - > optic detection of flash by glass-fiber which cut of faulted equipment in case of arcing (flash) and in combination with detection of peak currents. (installed in new NPP in Finland)
 - > Problem: installation in classified trains, inadvertent activation...?

Identifiant

Overall conclusions

- Long duration arcing on switchgears with or without low oil content can lead to important structural damage which can affect other redundant safety related trains.
- Without the replacement of oil containing switchgears, there was no solution possible.
- The most important problem is the level of pressure (damage to structural elements), not the steepness of the pressure rise (damage to other equipment and debris generation). No pronounced blast effect. Survivability of other equipment in the vicinity is rather high.
- The pressure rise due to adiabatic heating tends to be overestimated
- The pressure rise due to the gas explosion was underestimated and tends to be 3 times more severe than the pressure rise due to adiabatic heating
- The new calculation method for the pressure rise due to adiabatic heating gives satisfactory results but needs to be approved by the Authorities.

Identifiant



ON THE REDUCTION OF PRESSURE RISE IN ELECTRICAL INSTALLATIONS DUE TO INTERNAL ARCING

G. J. Pietsch

Institute for High Voltage Technology, RWTH Aachen University

**International Workshop on High Energy Arcing Faults (HEAF),
Grainau, September 30, 2008**

ON THE REDUCTION OF PRESSURE RISE IN ELECTRICAL INSTALLATIONS DUE TO INTERNAL ARCING

Motivation

due to possible endangerment of

- ◆ personnel & electrical installations,
- ◆ outage of power supply and
- ◆ requirements of the lawgiver

control of arc resistance of equipment is necessary

Content

- I Pressure calculation
- II Measures to reduce overpressure
- III Research program



Part I: PRESSURE CALCULATION METHODS

- Methods for closed vessels
- Methods with consideration of openings in the switchgear (without relief room)
- Methods with consideration of openings and pressure relief rooms

Methods for closed vessels

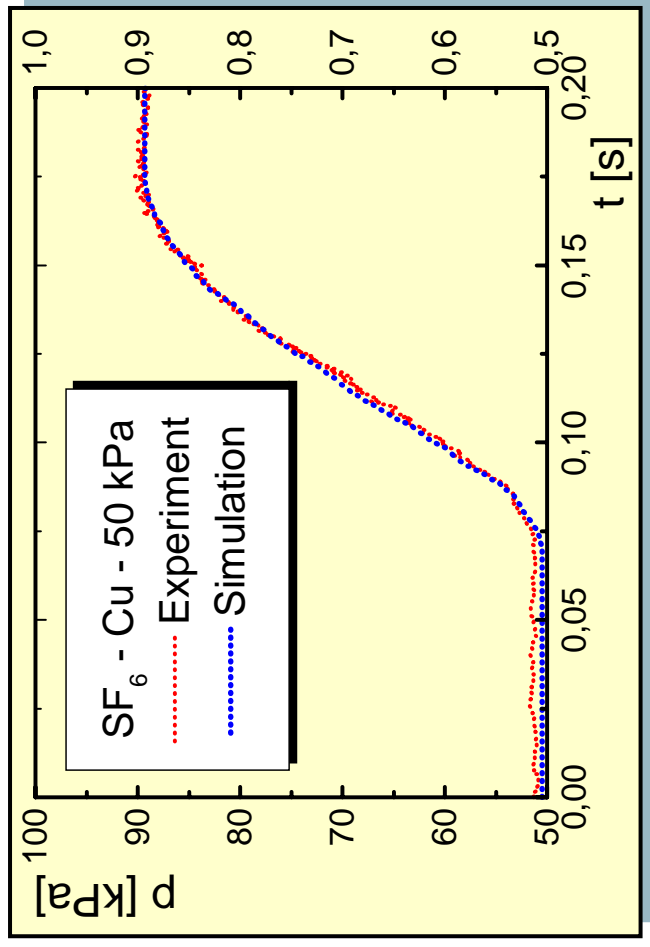
$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad \longleftrightarrow \quad dp \cdot V = n \cdot R \cdot dT$$

$$dW = n \cdot c_v \cdot dT \quad R = c_p - c_v; \quad \kappa = c_p / c_v$$

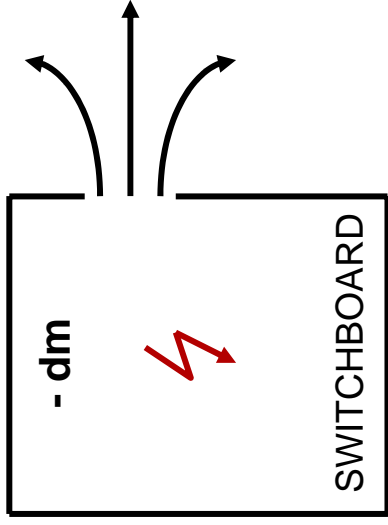
$$dp = \frac{c_p - c_v}{c_v} \cdot \frac{dW}{V}$$

$$dp = \frac{\kappa - 1}{V} \cdot k_p \cdot P_{el} \cdot dt$$

spatially averaged values

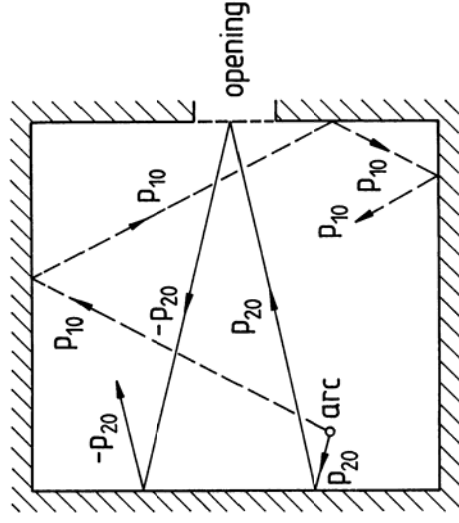


Methods with openings (without relief room)



$$\begin{aligned} dm &= \alpha \cdot A \cdot \rho_n \cdot v_n \cdot dt \\ &= \alpha \cdot A \cdot \Psi \cdot \sqrt{2 \cdot \rho_n \cdot p_n} \cdot dt \end{aligned}$$

α discharge coefficient
 Ψ outflow function



Ray tracing technique

Solution of basic hydrodynamic equations
 by characteristic method (1d) or by
 bi-characteristic method (2d)

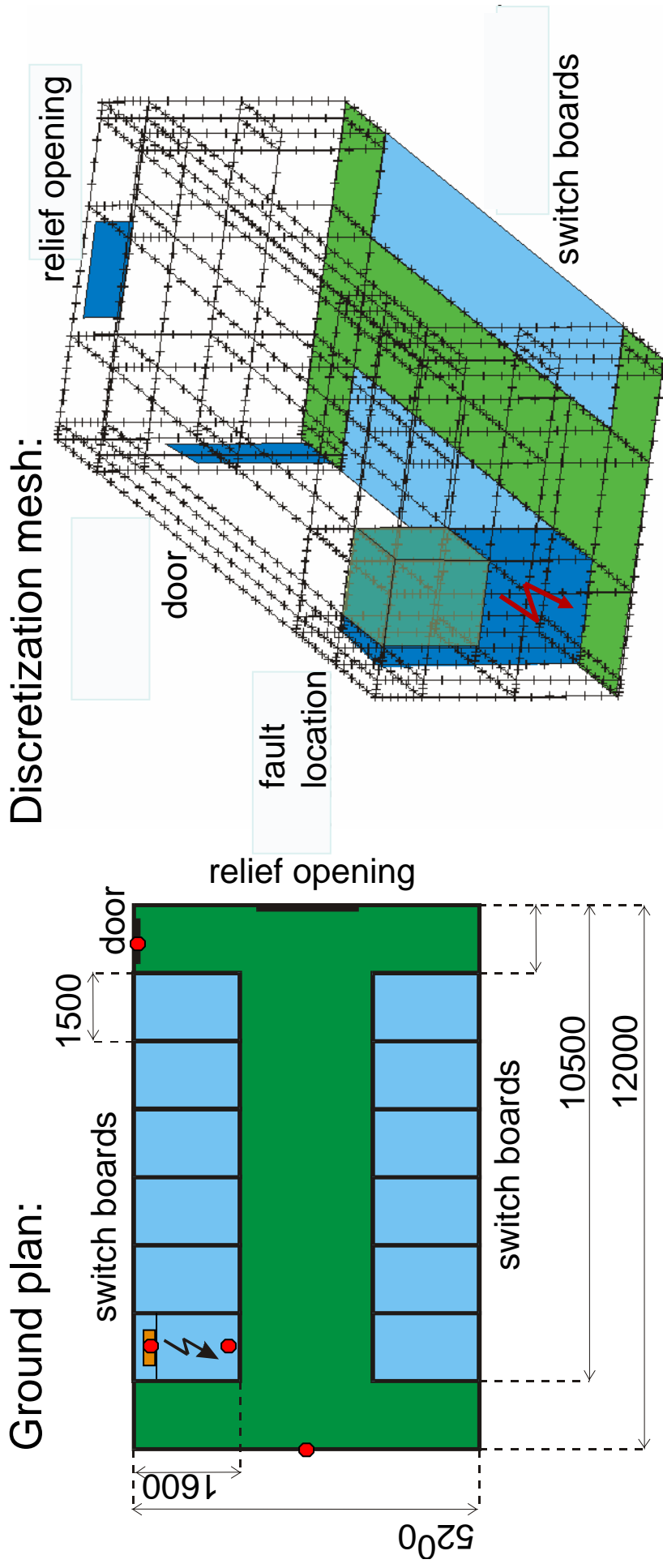
Methods with openings and pressure relief rooms

- Solution of the 1d wave equation as approximation of the full set of hydrodynamic equations
- Description of relief openings by flow resistance, similar to heat flow calculations in a network (P-Spice; no spatial resolution)
- Energy exchange between adjacent rooms with the discharge function, quality depends on gas data, no spatial resolution (*standard method*)
- Solution of the full set of fundamental hydrodynamic equations by CFD-tool, 3d results, laborious (*CFD method*)

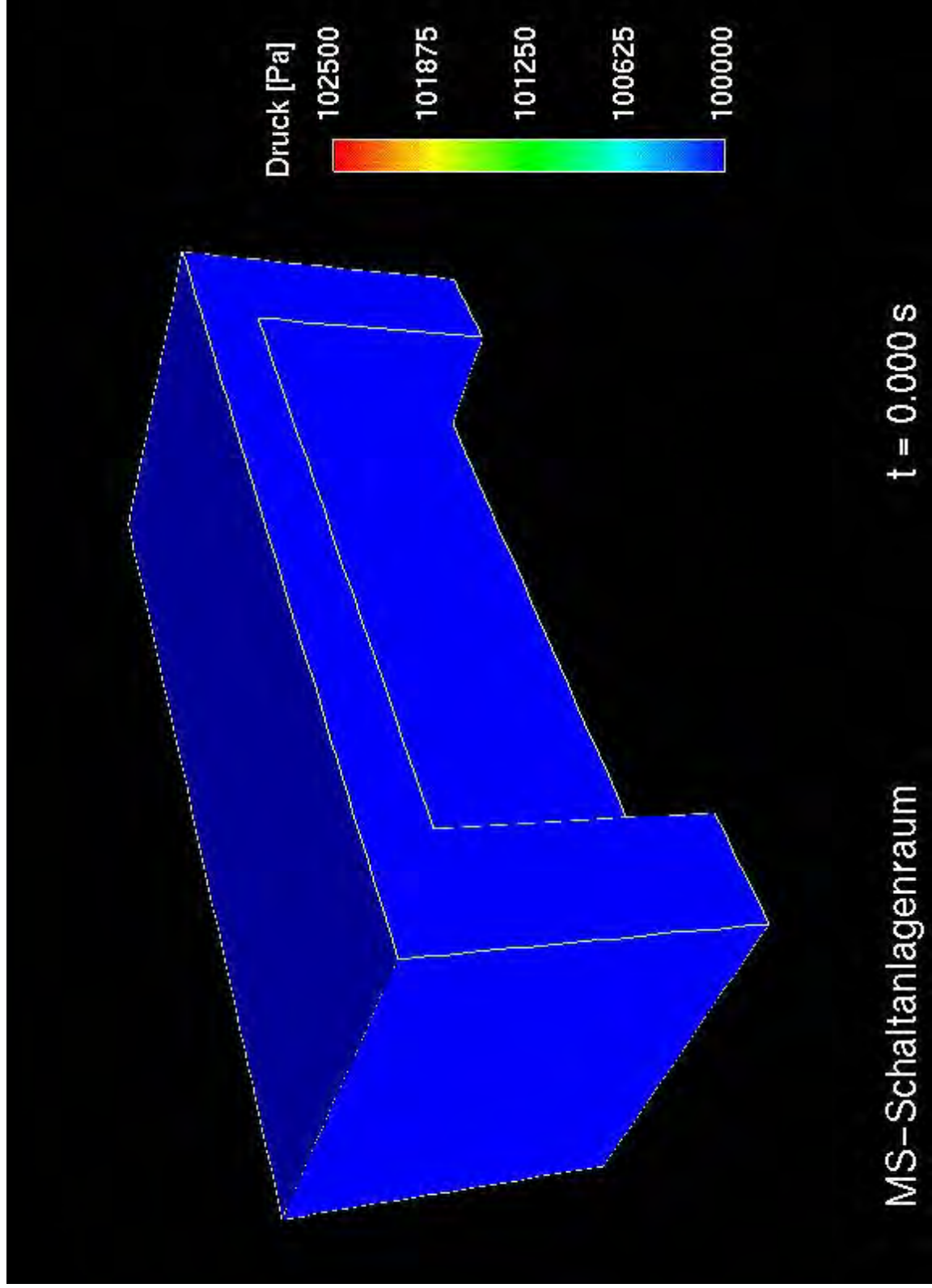


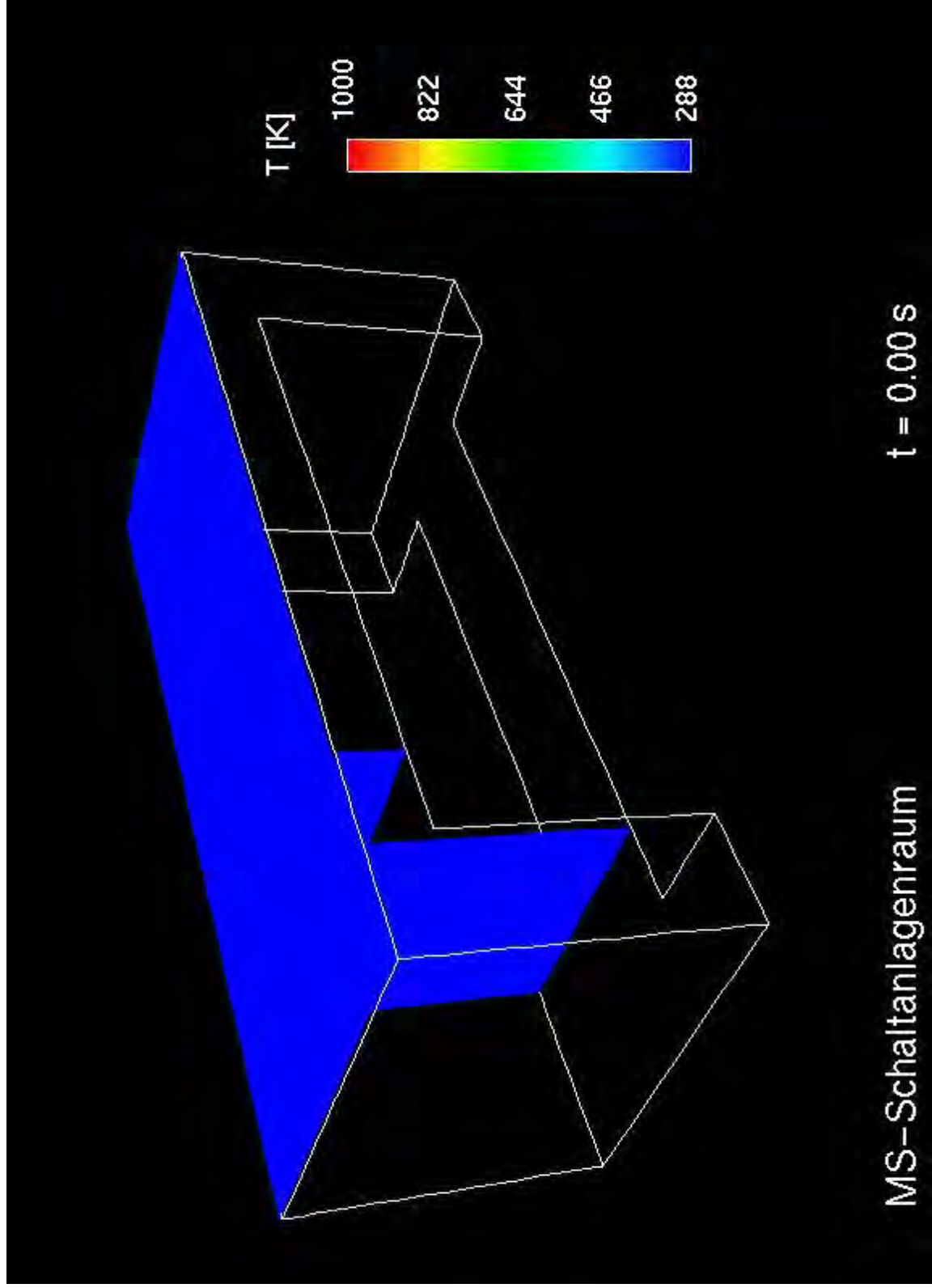
- Standard method for the majority of applications
- CFD tool suitable for complex geometrical cond.

Example CFD calculation



16 kA, 1 s, 25.6 MJ, 212.6 m³





Crucial points of pressure calculations

- A Knowledge of k_p
- B Knowledge of arc voltage
- C Implementation of gas mixtures
- D Implementation of arc energy absorbers
- E Evaluation of calculation methods

Problems with k_p

- ◆ Determination of the portion of electrical energy resulting in pressure rise (k_p -factor) in general
- ◆ Determination of k_p if there are relief openings present
- ◆ k_p must be known for all modelling tools

Determination of k_p in general

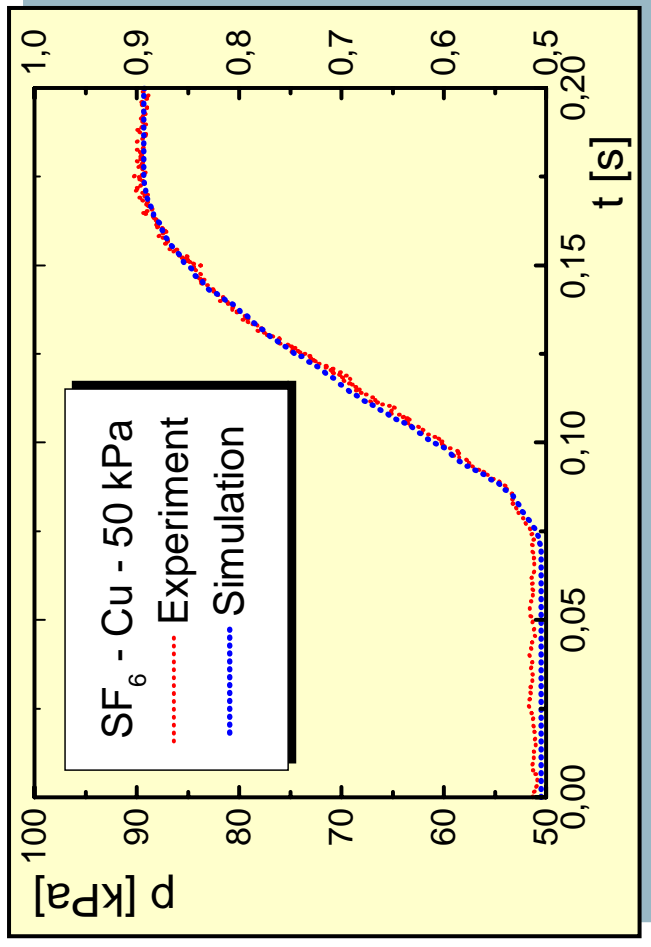
$$p \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad \longrightarrow \quad dp \cdot V = n \cdot R \cdot dT$$

$$dW = n \cdot c_v \cdot dT \quad R = c_p - c_v; \quad \kappa = c_p / c_v$$

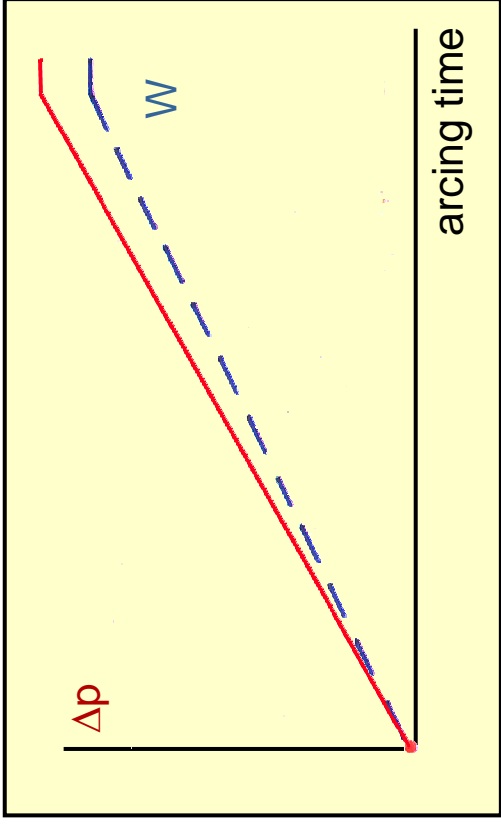
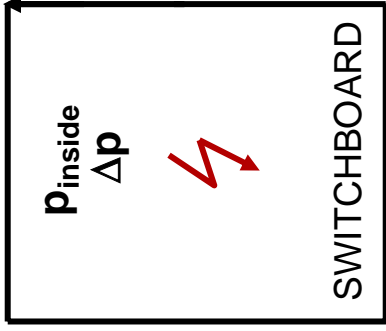
$$dp = \frac{c_p - c_v}{c_v} \cdot \frac{dW}{V}$$

$$dp = \frac{\kappa - 1}{V} \cdot k_p \cdot P_{el} \cdot dt$$

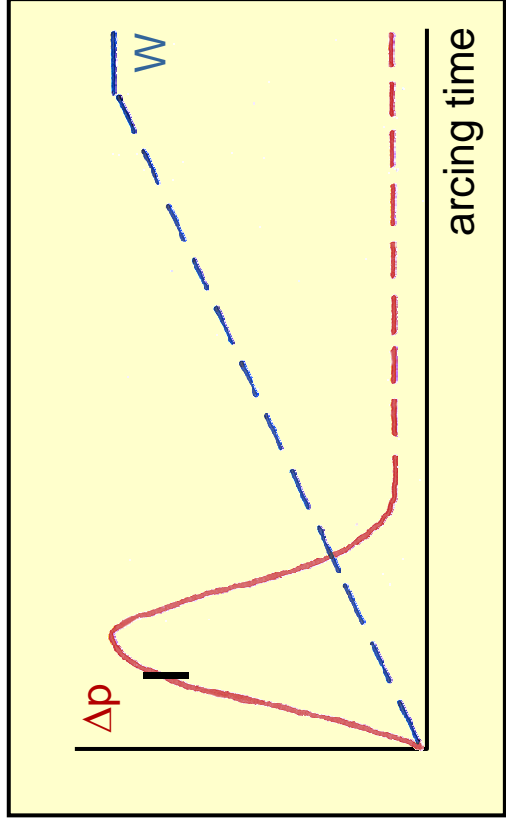
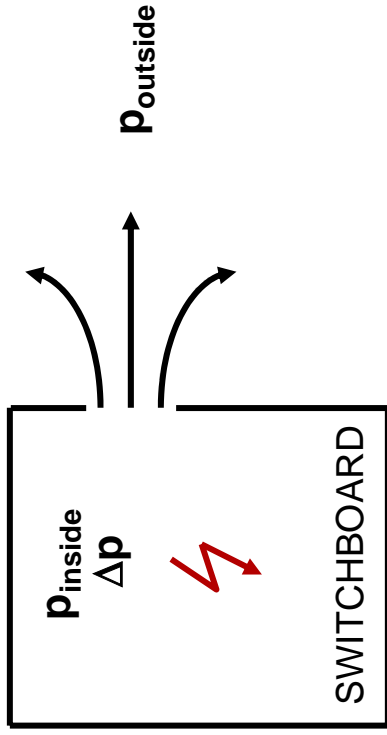
spatially averaged values



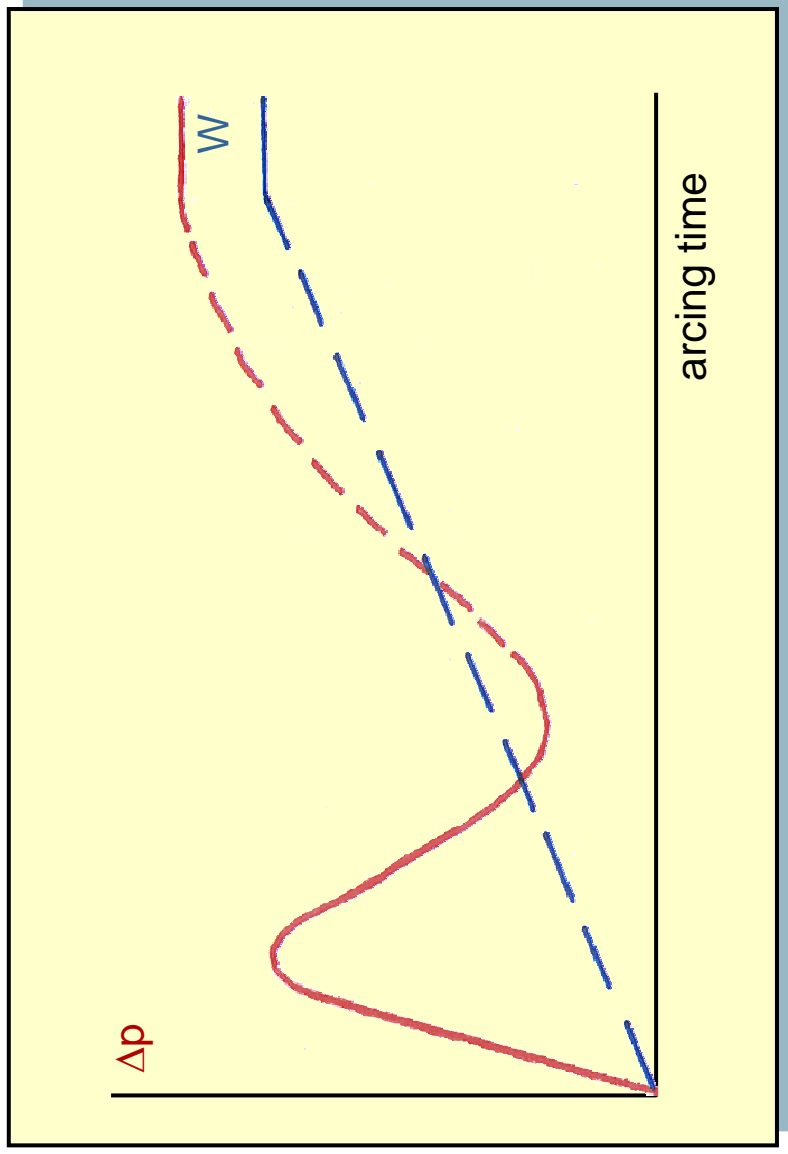
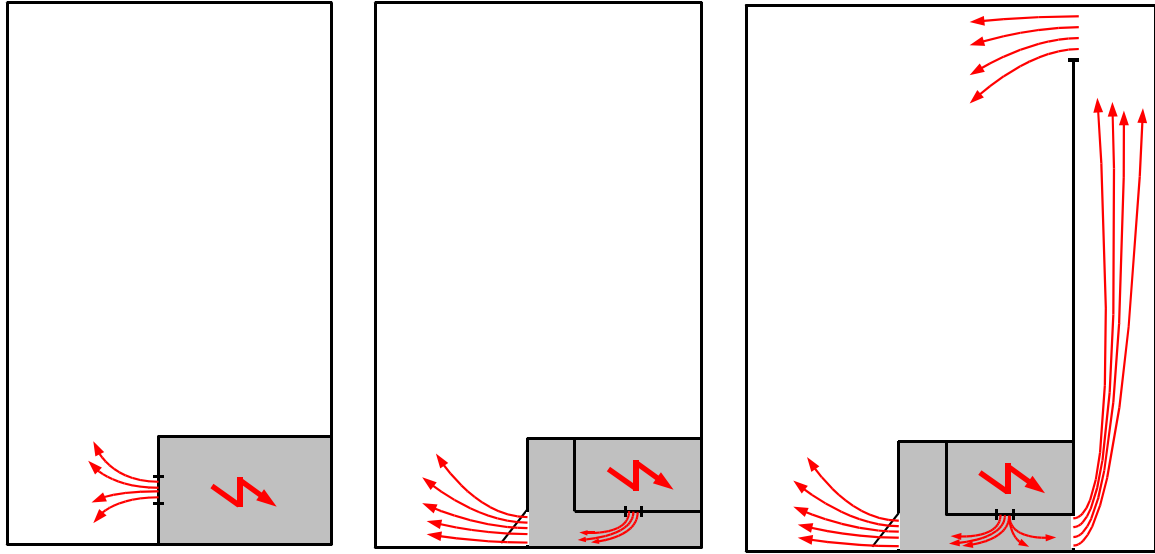
Pressure within the closed vessel



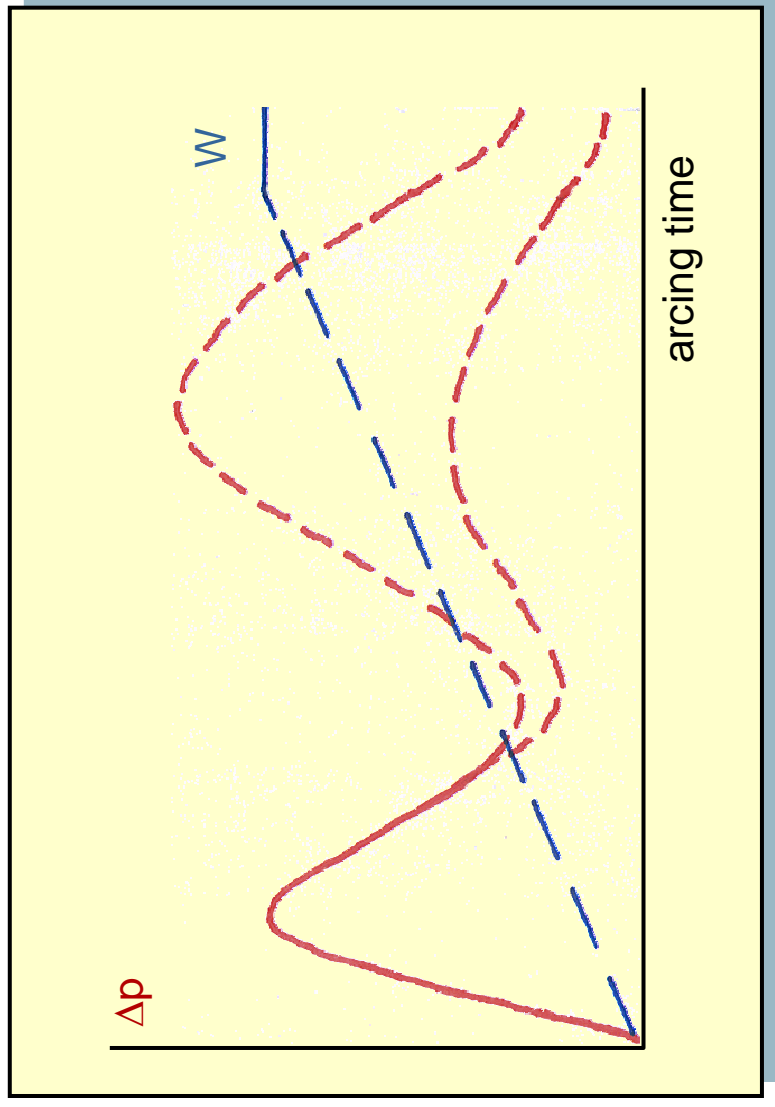
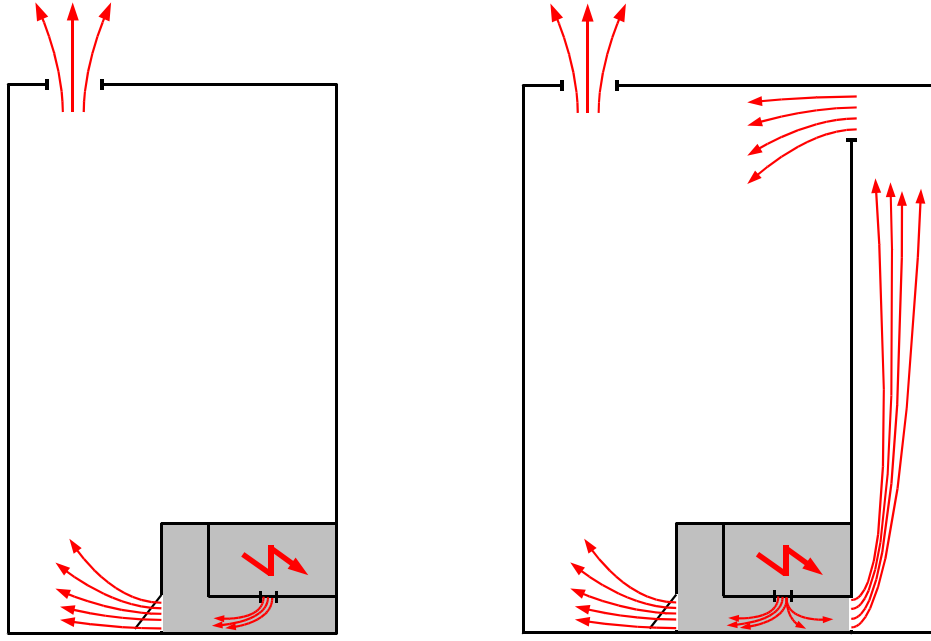
Pressure relief into the environment



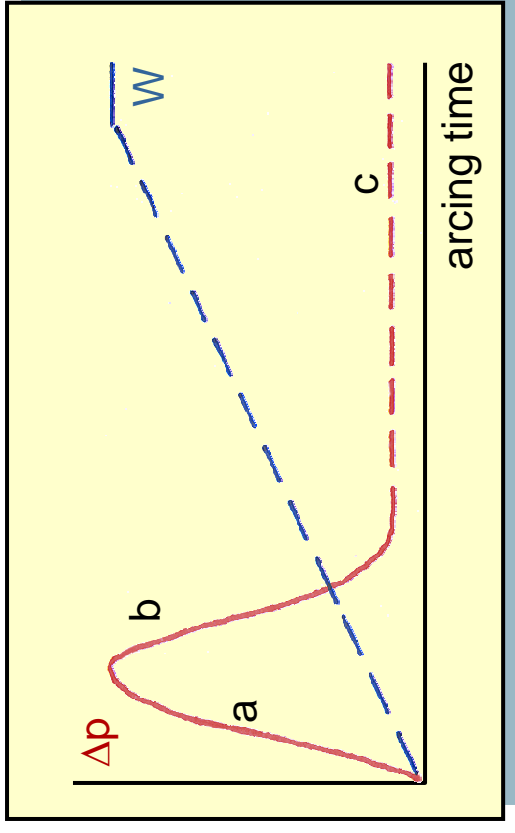
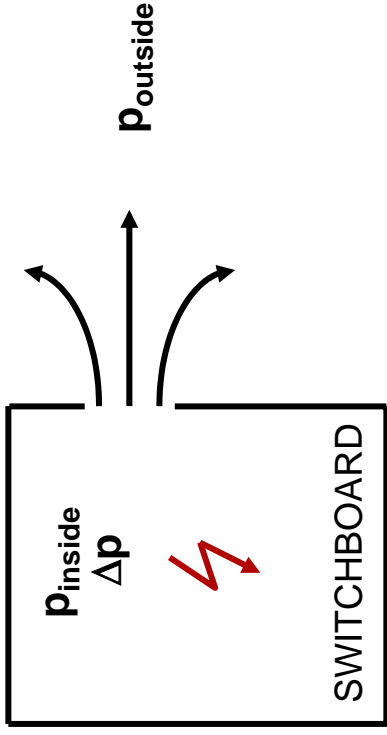
Pressure relief into a closed relief room




Pressure relief into a relief room with opening



Pressure relief into the environment



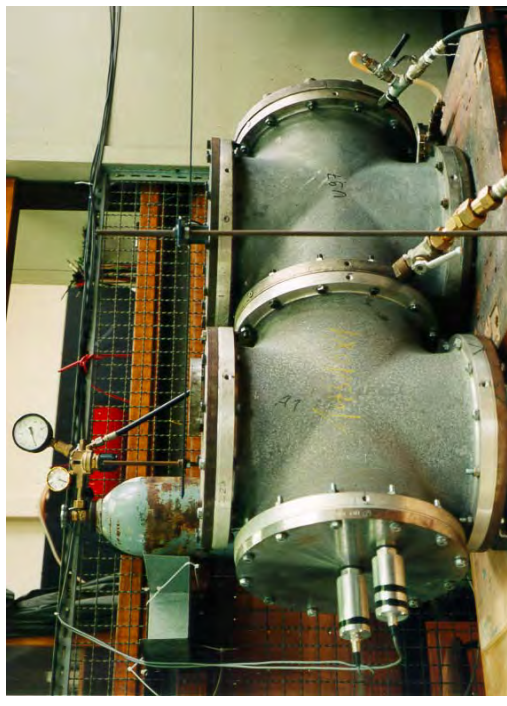
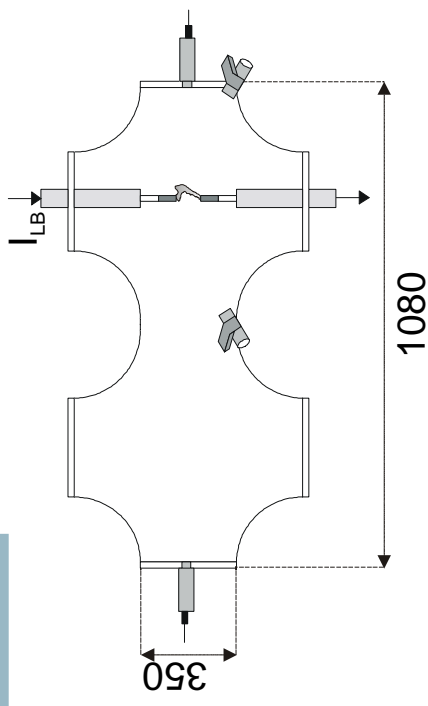
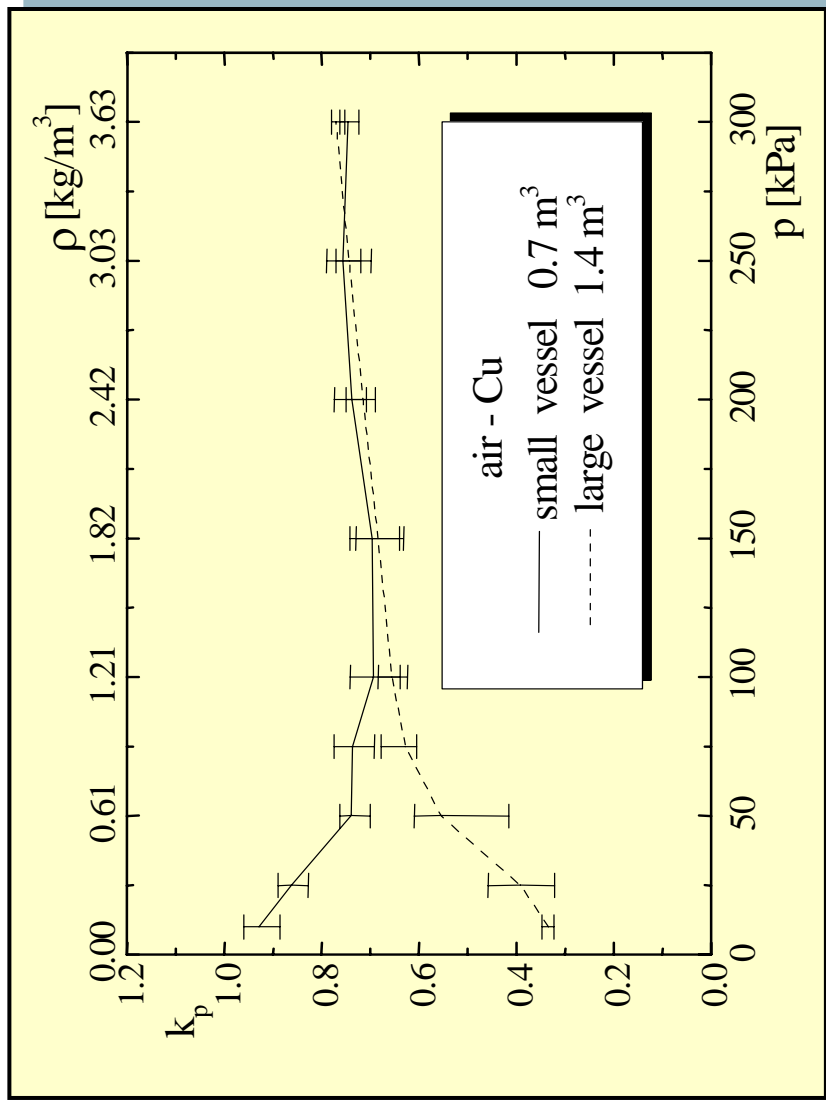
-  a - pressure rise due to energy input
- b - density reduction due to mass loss
- c - residual pressure due to contact material evaporation



Approach: **k_p depends on gas density**

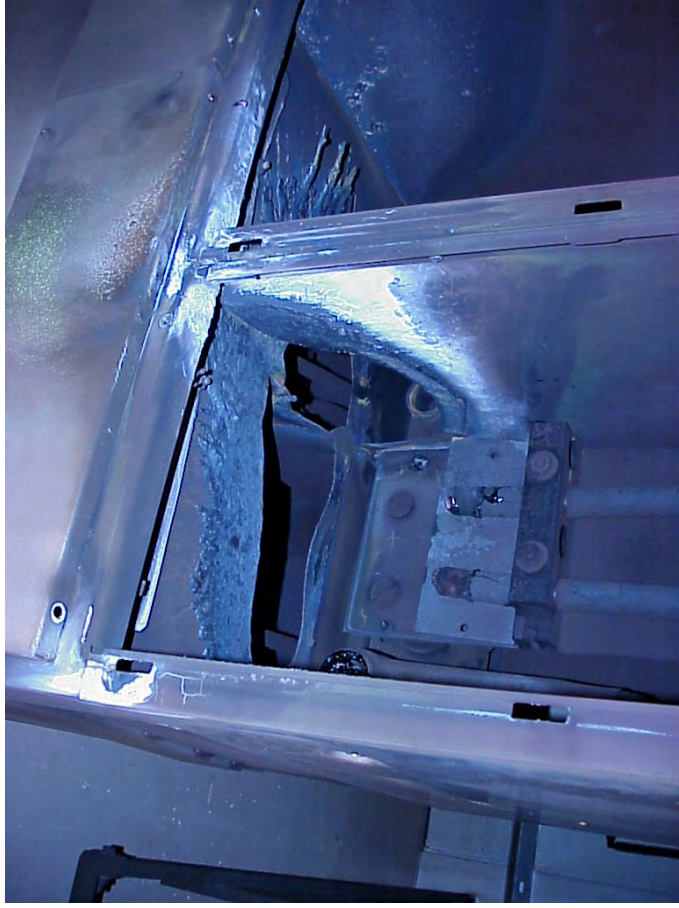
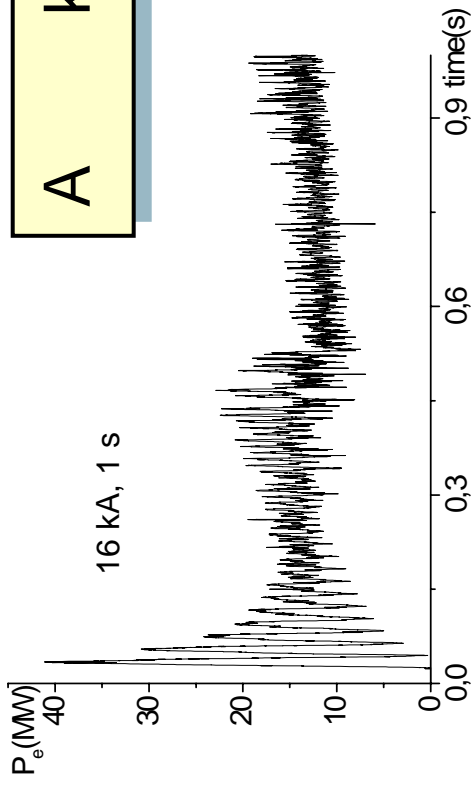
Weak points of pressure calculations

A Knowledge of k_p



Weak points of pressure calculations

A knowledge of k_p



Crucial point of pressure calculations

A Knowledge of k_p

k_p depends on

- gas data
- gas density (enclosure effect)
- volume of the faulty compartment
- metal evaporation

Crucial points of pressure calculations

- A Knowledge of k_p
- B Knowledge of arc voltage
- C Implementation of gas mixtures
- D Implementation of arc energy absorbers
- E Evaluation of calculation methods

Weak points of pressure calculations

- B** Knowledge of arc voltage
necessary if measurements are not available
- C** Implementation of gas mixtures
in partial SF₆ insulated switchgear, in the case of
a fault, SF₆ will escape into air
- D** Implementation of arc energy absorbers
modelling of the properties of absorbers and
introduction into the calculation method
(direct, heat sinks, reduction of arc energy)

Weak points of pressure calculations

E Area of validity (standard method)

The standard method provides averaged pressure values with homogeneous energy input in all rooms

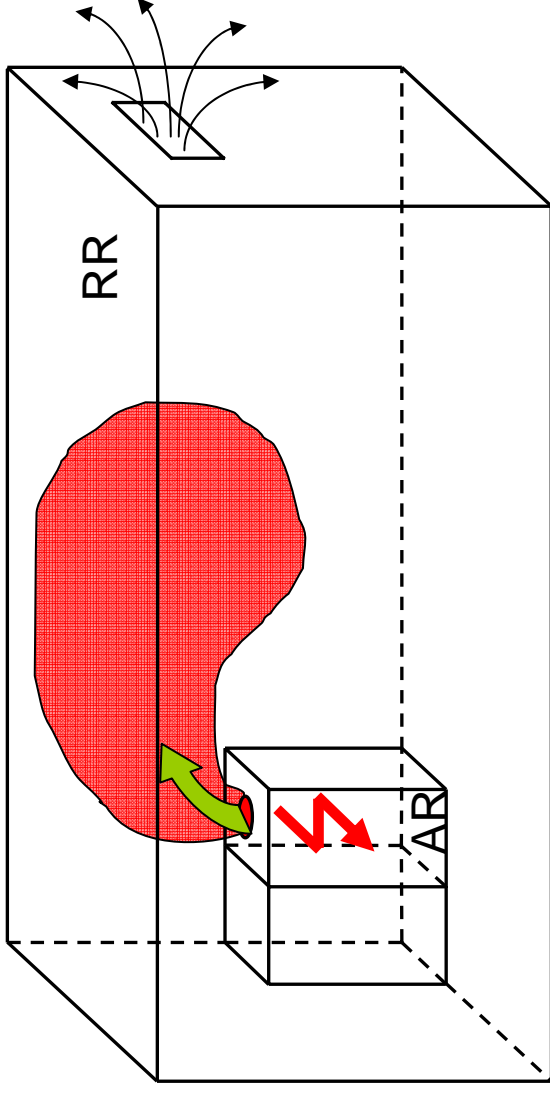
- the validity depends on size and shape of relief room
- the influence of pressure waves must be known (evaluated)
- consideration of gas mixtures problematic
- consideration of arc energy absorber

Part II: PRESSURE RELIEF MEASURES

- Relief openings in switch boards and buildings
- Intermediate (buffer) volumes and ducts
- Flow obstacles in the hot gas stream
- Fault arc energy absorbers

The interaction of these measures is no general knowledge!

INFLUENCE OF BUFFER VOLUMES ON PRESSURE RISE IN SWITCHGEAR INSTALLATIONS DUE TO INTERNAL ARCING



Measures to control overpressure

- ◆ relief openings (flaps, burst plates)
- ◆ arc cooler (arc energy absorber)
- ◆ buffer volumes (intermediate rooms)
- ◆ flow resistances (e.g. in ducts)

RELIEF OPENINGS IN SWITCH BOARDS AND BUILDINGS

Available knowledge:

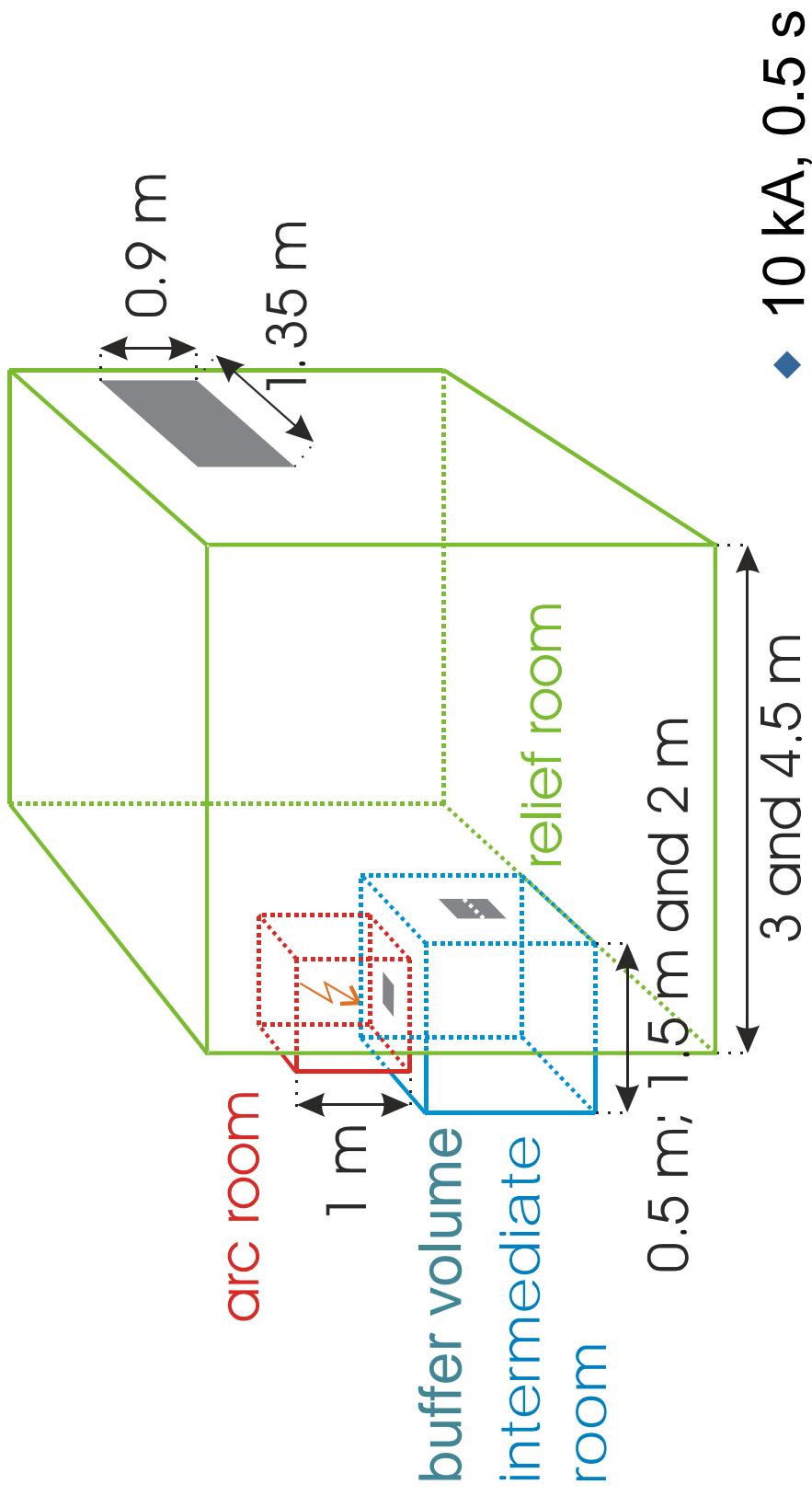
- ▶ the larger RR – the lower pressure in RR – obviously
- ▶ the smaller AR – the lower pressure in RR – enclosure effect
- ▶ the smaller AR-RR – the higher pressure in AR and the lower pressure in RR – more effective release by RR-EN

changing the ratio AR-RR to RR-EN the maximum pressure in RR can be influenced as well as by **BV** and **flow resistances**

Parameter study with changing

- ▶ size of the opening between BV and RR
- ▶ size of BV
- ▶ introduction of baffle plates in ducts

BUFFER VOLUMES (INTERMEDIATE ROOMS)



- size of the opening BV-RR: 0.18 m², 0.36 m³ and 2.25 m²
- size of BV: 0.125 m³, 3.375 m³, 8 m³ [opening AR-BV: 0.16 m²]

RESULTS

BVs in between AR and RR as well as **flow resistances** in the hot gas flow escaping from the AR **influence** the pressure development in the AR and RR:

Within the AR → pressure peak rises (in general)
→ pressure pulse broadens
caused by a hindered i.e. retarded exhaust of gas resulting in an enhanced heat energy input into the gas.

Within the RR → considerable reduction of pressure stress is attainable with a proper choice of openings
caused by a retarded pressure rise in the RR, which limits the pressure rise due to relief openings to the environment.

Fault arc energy absorbers

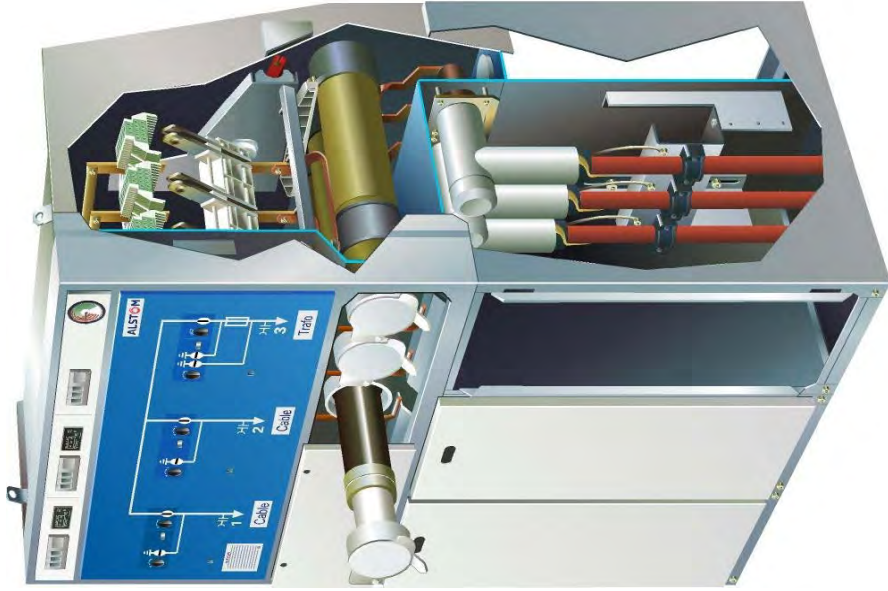
Published knowledge poor

Properties: – reduction of overpressure in RR by heat absorption
– reduction of the exit of flames from switch board

Effects: – heat absorption
– flow resistance

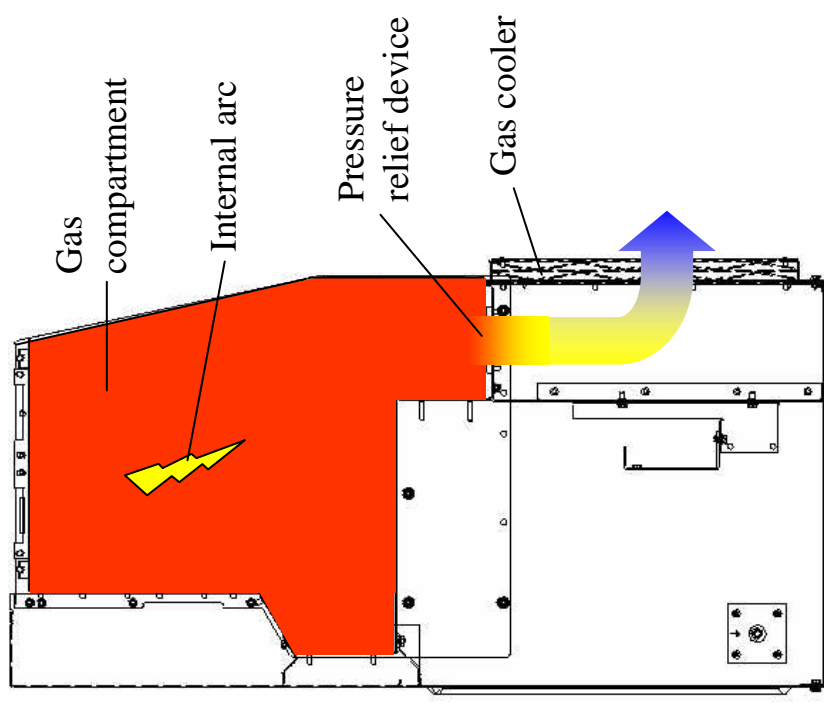
Two experimental approaches to determine efficiency of absorbers
– to measure the temperature rise of cooling grids
– to measure gas temperature before & behind absorber

ASSEMBLY OF A TYPICAL GAS INSULATED MV-SWITCHGEAR

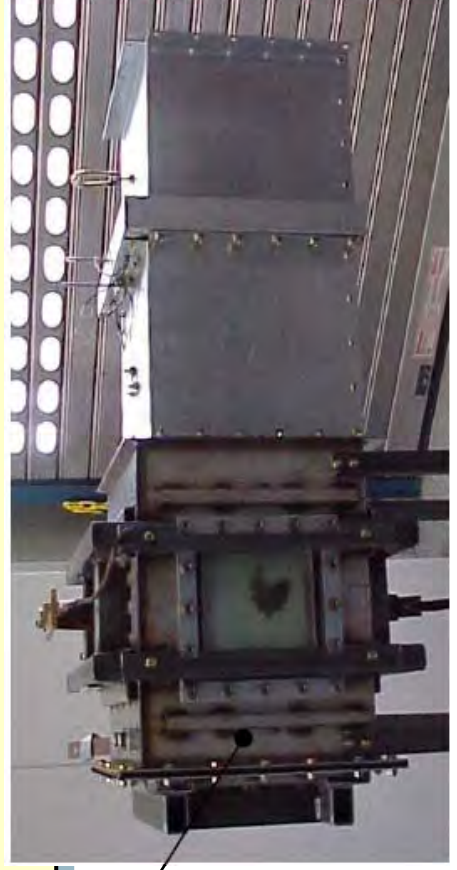
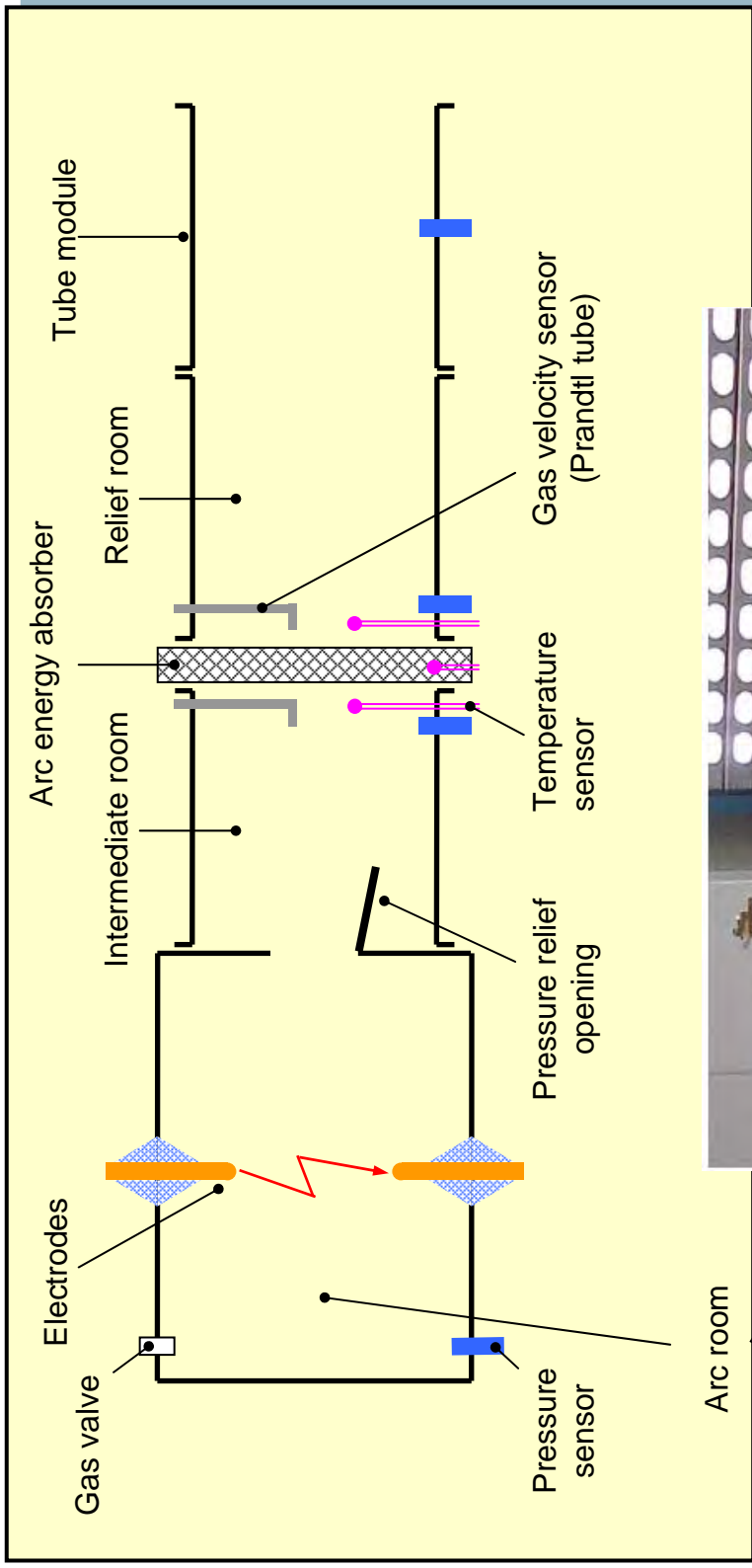


A typical ring main unit with CCT function

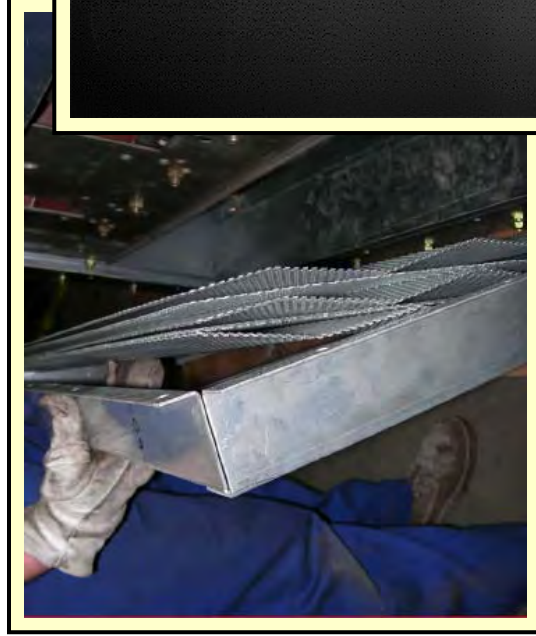
Function of an integrated gas cooling system



MODEL ARRANGEMENT



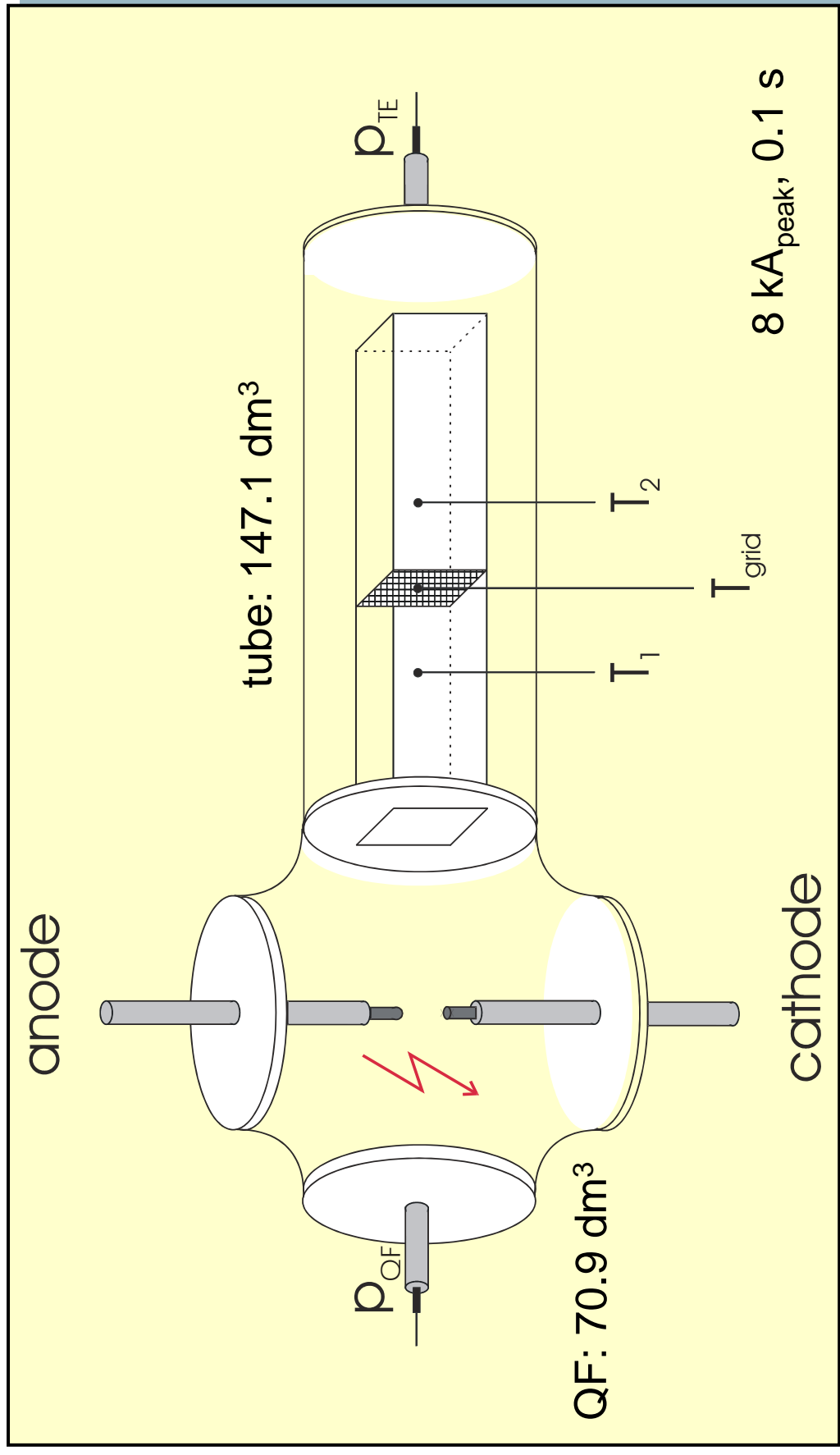
FAULT ARC ENERGY ABSORBER



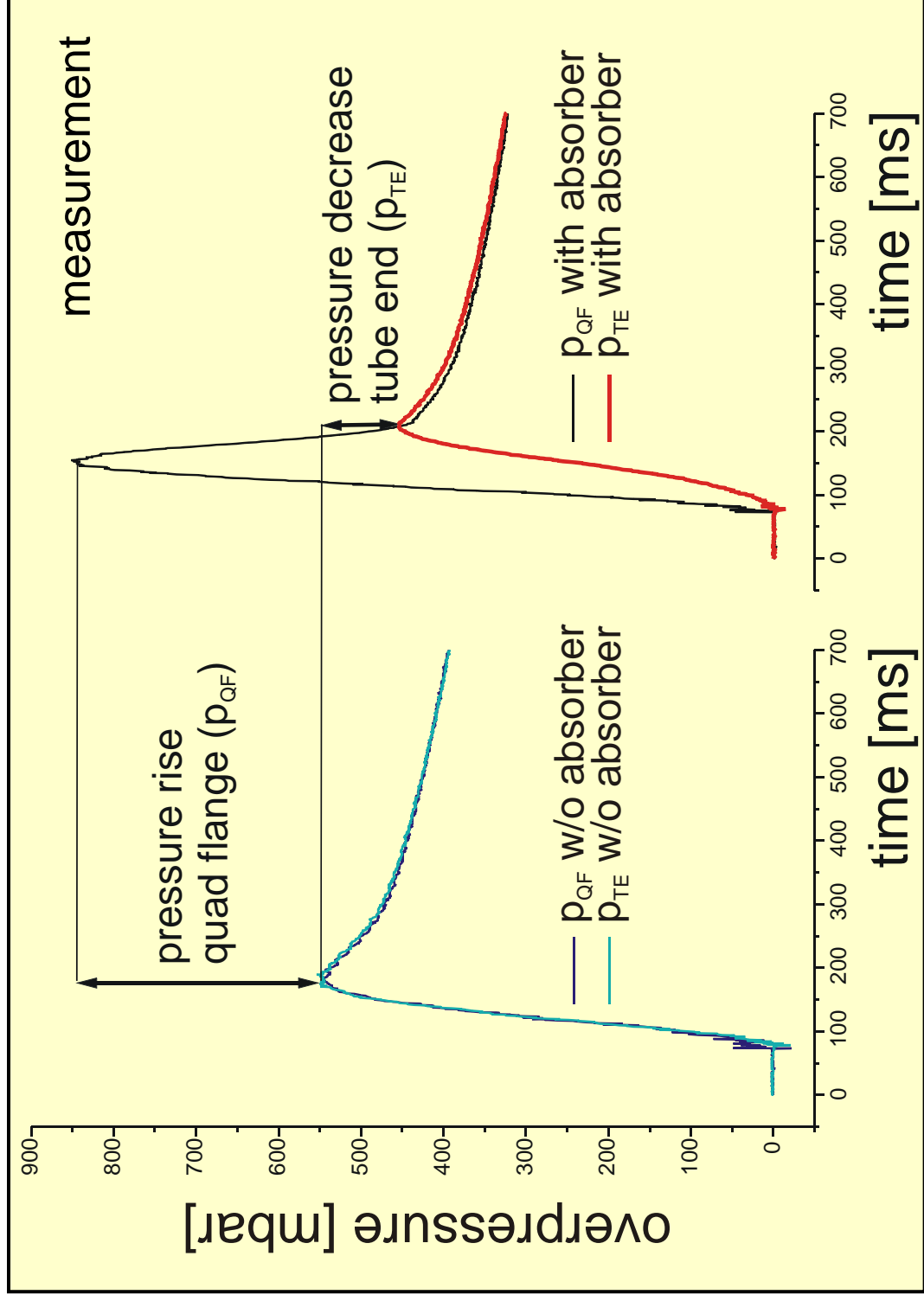
5 layers of
expanded metal;
current: 4 kA
height of duct: 17 cm



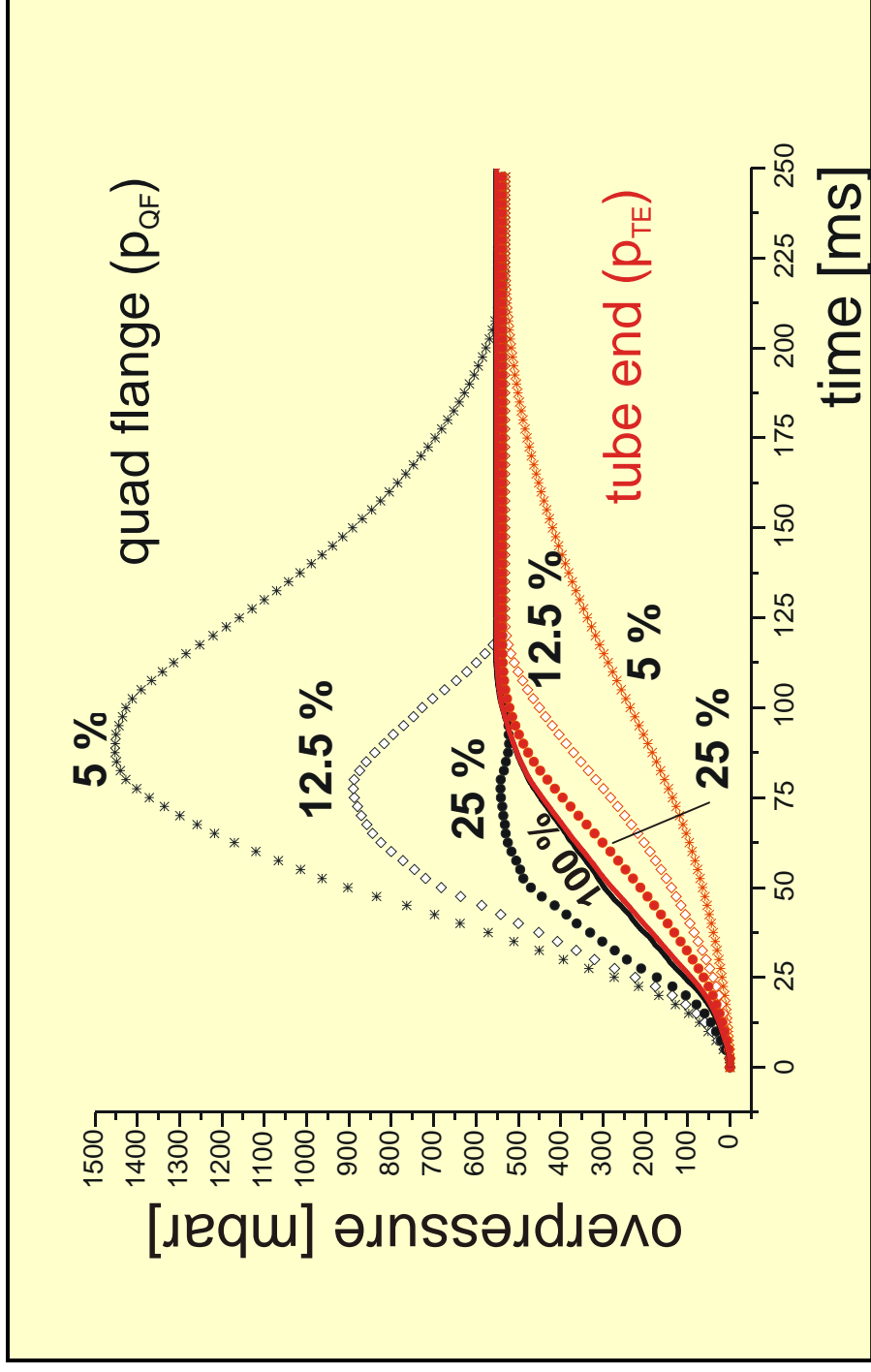
Fault arc energy absorbers



Fault arc energy absorbers



Fault arc energy absorbers



Calculated values depending on the effective cross section of the cooling grid (100 % \equiv 150 x 150 mm)

Part III: RESEARCH PROGRAM

- Arc energy absorbers
- Gas mixtures
- Reference standard calculation method
- Data extraction & collection of data
(k_p , arc voltage)



Study Committee No: A3

Group No : A3.24

Name of Convener : Martin Kriegel

TITLE of the Group :

Tools for Simulating Internal Arc and Current Withstand Testing

1 BACKGROUND

Recognizing an increasing role of commercial modelling software in the power industry, Study Committee A3 decided to evaluate existing simulation tools to determine to which extent they can be used as verification tools.

The WG A3.20 concluded that simulation is an excellent and instructive tool in particular in the development process, and that good prediction of performance can often be possible in cases where performance is proven by tests on similar designs (interpolation). At the same time, extrapolation of test results and performance prediction of "new" equipment designs seems to be possible only in some cases.

2 SCOPE OF WORKING GROUP

1 SCOPE OF WORKING GROUP

The follow-up working group shall focus on two topics.

Internal Arc

There are two main goals:

- The use of simulation tools to predict the outcome of SF6 test results based on tests in air. The primary driver for this investigation is the wish to ban (for environmental reasons) tests where SF6 gas is released from the arcing volume into the environment.
- The use of simulation tools to reduce the number of internal arc tests.

Temperature Rise

The temperature limits are directly specified by the standards. The temperature rise is relatively straight forward to be simulated by software tools. The WG shall define how simulation can be used considering:

- ¥ type of products such as bus bars, circuit breakers and GIS components
- ¥ parameters and conditions such as power frequency, current range and temporary overload
- ¥ analysis and validation of tests with respect to a benchmark proposed by the WG

IEC and IEEE standards could benefit from the use of simulation tools. The WG plans to provide guidelines how to use them to validate test results.

1 PAPERS ISSUED BY WG A3.20

Electra No. 234, pp. 13-18, October 2007

Cigre Conference, paper A3-210, 2008

1 TIME SCHEDULE AND DELIVERABLES

The working group is expected to finish their work within 3 years.

A Technical brochure will be delivered. A technical workshop could be organized.

Approval by TC Chairman :

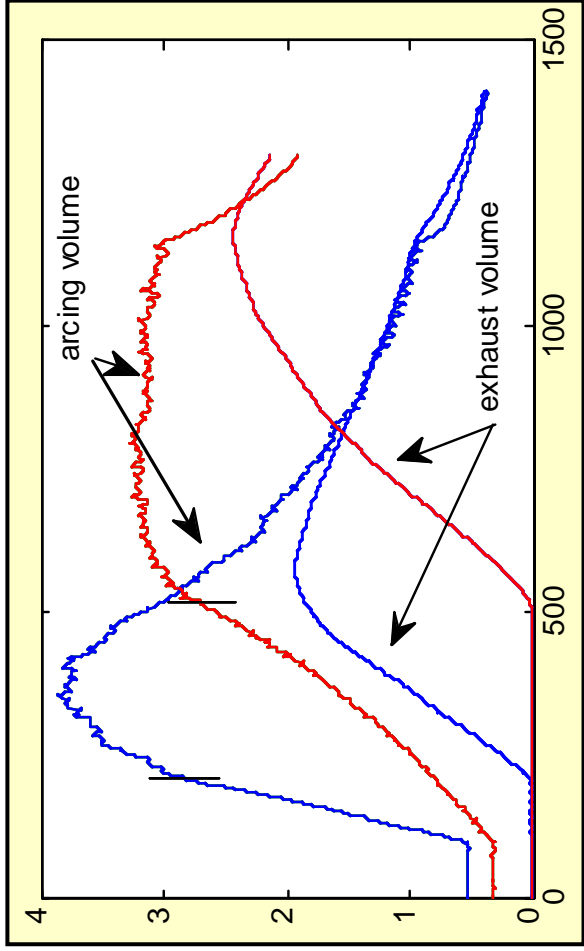
Date :

Testing of SF₆ equipment with air

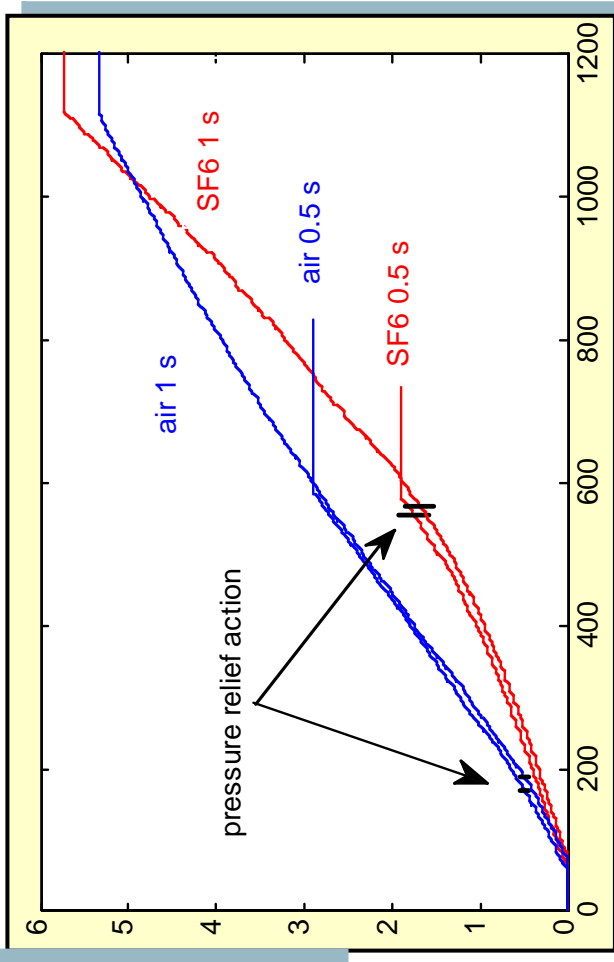


Photographic impressions of the release of hot gases as a result of arcing in SF₆ (left column) and air (right column), arc duration 1 s, picture interval 0.2 s 39

Testing of SF₆ equipment with air

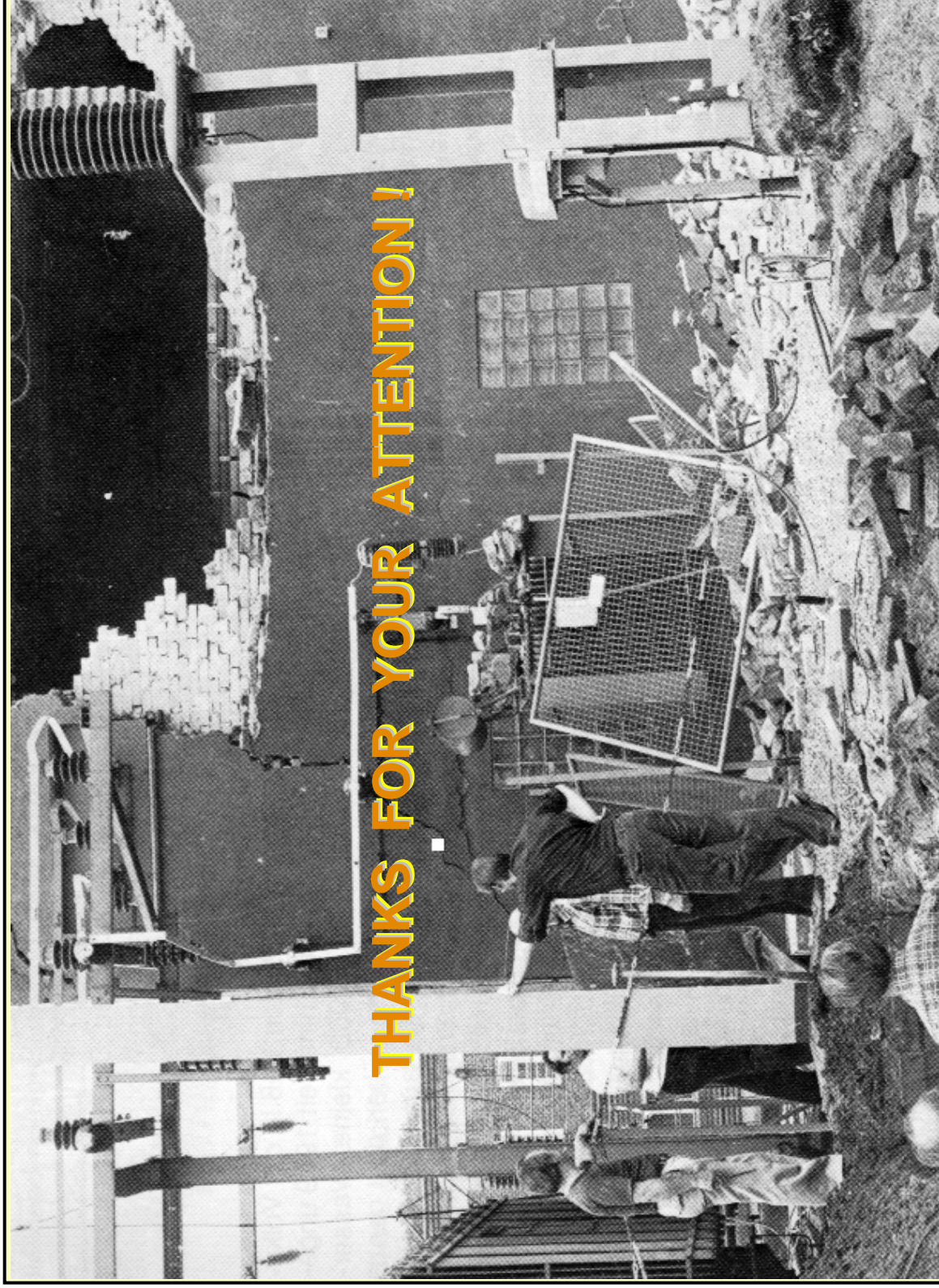


Pressure rise in arcing & exhaust volume (blue - air, red - SF₆ in the arc volume; markers - burst of diaphragm, 1 s arcing)



Arc energy vs time for air (blue) and SF₆ (red) filled volume for 0.5 and 1 s arc duration

DAMAGE OF A SUBSTATION DUE TO INTERNAL ARCING



INTERNAL ARCING: ISSUES RELATED TO TESTING AND STANDARDIZATION

**R. SMEETS¹, J. HOOIJMANS
H. BANNINK, H. BARTS
P. LEUFKENS**
KEMA TDT Testing Services
The Netherlands

**N. UZELAC
P. MILOVAC
D. KENNEDY**
G&W Electric
USA

**G.J. PIETSCH
K. ANANTAVANICH**
RWTH Aachen University
Germany

SUMMARY

Internal arc tests are intended to verify the effectiveness of switchgear design in protecting personnel in case of an internal arc. With the IEC 62271-200 & 201 in 2003, new methods and criteria for testing metal / insulation enclosed switchgear under conditions of an internal arc have been formulated.

KEMA's experiences with the new standards will be highlighted, including statistics on the failure rates (approx. 20%), differentiated to the various acceptance criteria. A comparison with experiences related to the prior standard (IEC 60298) will be presented.

Various problems around certification are highlighted, among which reproducibility of results, initiation and an adequate definition of relevant design features in the stage of verification of drawings. With switchgear having an increasing rated voltage coming on the market, there is an increased tendency to perform internal arc testing with reduced voltage, because of lack of sufficient short-circuit power. With actual examples, it will be demonstrated to what extent such "reduced voltage testing" is acceptable, the main problem being the uncertainty of the arc motion inside the enclosure, and its effect on the current (asymmetry) through its arc voltage.

From environmental point of view, internal arc testing in SF₆ filled installations is accepted less and less, tempting to replace SF₆ (in SF₆ insulated MV switchgear) by air in the regular testing of SF₆ insulated MV switchgear.

A literature overview is presented of several earlier investigations on the differences between arcing in SF₆ and air in MV switchgear.

New arcing tests are presented with the arcing in an SF₆ and air filled model (0.5 m³, 14 kA and arc duration of 0.5 and 1 s). Arc voltage, current and pressure measurements, as well as high-speed infrared and optical imaging are used to demonstrate the differences between arcing in SF₆ and air. It is observed that internal pressure rise as a result of arcing in air proceeds significantly faster than in SF₆, and reaches higher values than in SF₆. After pressure relief, however, the amount of energy supplied to the environment is higher by arcing in SF₆ than in air.

Concluding, all experimental results suggest that when replacing SF₆ (of SF₆ insulated switchgear) with air for internal arc testing, the mechanical stress on the switchgear itself is too severe because of higher and faster rising pressure in air. The effects on the environment (indicators as used in testing, pressure and temperature in switchgear compartments & -room) after pressure relief are distinctly different in SF₆ and air, but are not part of IEC tests.

Results suggest that adequate test procedures need to be designed that should justify replacement of SF₆ by air for internal arc testing.

KEYWORDS

Metal enclosed switchgear, internal arc, pressure relief, testing, SF₆, short-circuit.

¹ rene.smeets@kema.com

1. INTRODUCTION

Internal faults inside metal-enclosed switchgear can occur in a number of locations and can cause various physical phenomena. The arc energy resulting from an arc in any insulating medium within the enclosure will cause an internal overpressure and local overheating which will result in mechanical and thermal stressing of the equipment. Moreover, the materials involved may produce hot decomposition products, either gaseous or vaporous, which may be discharged to the outside of the enclosure, and endanger personnel or general public.

Relevant tests are defined in the IEC standard IEC 62271-203 [1] (for GIS), IEC 62271-200 [2], 201 [3], and IEEE guide C37.20.7 [4] (for metal/insulation enclosed switchgear).

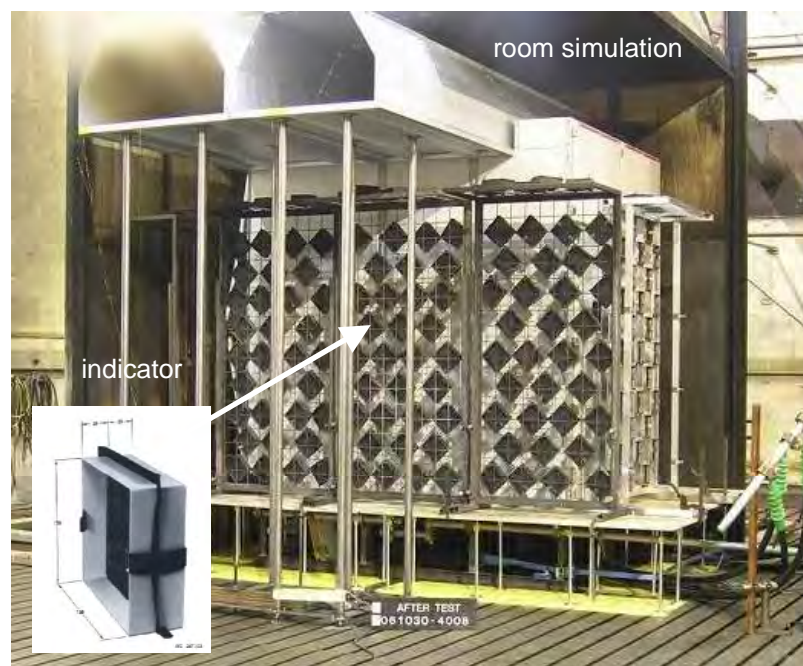


Fig.1: Indicator racks located at front and lateral side of MV panel for internal arc testing

GIS > 52 kV (IEC 62271-203)

Evidence of internal arc withstand of enclosure against bursting and burn-through shall be demonstrated by the manufacturer when required by the user. The IEC standard allows evidence to consist of a test or calculations based on test results performed on a similar arrangement or a combination of both. Procedures and applications are described in [5, 6]. Tests shall be carried out with the normal insulating gas, usually SF₆, at rated filling density. The switchgear is considered adequate if no external effect other than the operation of pressure relief devices occurs within the specified time and if escaping gases are directed so as to minimize the danger to personnel. In test practice, because equipment of this voltage class is normally SF₆ filled, and release of (contaminated) SF₆ into the environment may not be acceptable, KEMA has the policy that such tests are performed on GIS (sections) that are contained in a pressure-resistant container of adequate size.

Metal/insulation enclosed switchgear ≤ 52 kV (IEC 62271-200, -201, IEEE C37.20.7)

Internal arc testing of metal enclosed switchgear is intended to offer a tested level of protection to persons in the immediate vicinity of switchgear in the event of an internal arc. Effects from internal fault arc, such as overpressure acting on covers, doors, inspection windows etc., as well as the thermal effects of arc(s), arc roots, ejected gas(es) and glowing particles are included. In contrast to internal arcing in GIS > 52 kV, the relevant IEC standard leaves no possibility to verify internal arc withstand through calculation, even not based on testing equivalent designs. For this reason, and because of the generally much easier public accessibility of medium voltage installations compared to high-voltage installations, internal arc testing of metal enclosed medium voltage switchgear is very common.

2. STANDARDISATION AND TEST EXPERIENCE

a. Standardisation status

With the advent of IEC 62271-200 in 2003 a classification (IAC, Internal Arc Classification) is defined, taking into account various possibilities of accessibility of the switchgear:

Type A: Accessibility by authorized personnel only;

Type B: By general public;

Type C: Installation out of reach (pole mounted switchgear);

For assessment of the thermal effects of the hot gases, expelled from the installation due to pressure rise from the fault arc, special black cotton cloth indicators (15x15 cm, in a steel frame to avoid mutual ignition, see fig. 1) are used. The indicators are mounted on a rack (vertically and horizontally) arranged in a checkerboard pattern, covering 40-50% of the area of the accessible switchgear side, or of the 3x3 m² area below the switchgear in case of pole mounted apparatus. The fabric imitates the clothing of people close to the installation.

An important (the most critical) criterion to pass internal arc tests is the absence of ignition of indicators by hot gasses. Ignition by glowing particles, however, is allowed, and in order to make a distinction between the cause of ignition, high-speed video is normally used. However, in many cases, the real reason of ignition (hot gases or particles) can not be identified.

Depending on the accessibility type, two degrees of flammability of the cotton indicator cloth are required, expressed in their specific weight (150 g/m² for type A, 40 g/m² for type B, C). Indicators have to be located at all accessible vertical sides of the switchgear, for type A at 30 cm distance and for type B at 10 cm distance. In addition, horizontal indicators have to be installed in a prescribed way. In order to represent the flow of expelled hot gases, the room in which the switchgear is to be installed is simulated with a floor, ceiling and two walls perpendicular to each other (see fig. 1).

The room simulation does not represent the pressure- and temperature rise in the room, but is intended to represent realistic guidance of exhaust gases directly around the switchgear.

Acceptance criteria to qualify the switchgear for an IAC classification are the following:

Criterion 1: Doors and covers may not open. Deformations may not touch the indicator racks or walls;

Criterion 2: No parts above 60 g may be projected; enclosure must remain intact during arcing;

Criterion 3: Arc may not burn through an accessible side lower than 2 m high;

Criterion 4: Indicators may not ignite due to the effect of hot gasses;

Criterion 5: Connection of enclosure with earthing point remains intact.

b. Test result statistics

Results of its internal arc tests have been analyzed by KEMA. Most recent statistics are based on 91 tests in 2005 and 2006. It is KEMA's experience that in approx. 80% of the tests all criteria have been fulfilled. The most prominent failure mode is related to criterion 4: the absence of ignition of indicators. In 15% of all tests, indicators ignited.

For comparison, earlier data (2001-2002 when IEC 60298 was in use) are

also evaluated (from 137 tests): 32% did not fulfill all criteria; also in that period, in 23% of the tests vertical indicators ignited, and in 11% horizontal ones [7] (IEC 60298 made a distinction between ignition of vertical and horizontal indicators).

c. Conditions of current and voltage

The applied voltage should be equal to the rated voltage of the switchgear. In case of test-lab limitations, internal arc tests can be performed with lower than the rated voltage. This, however at the

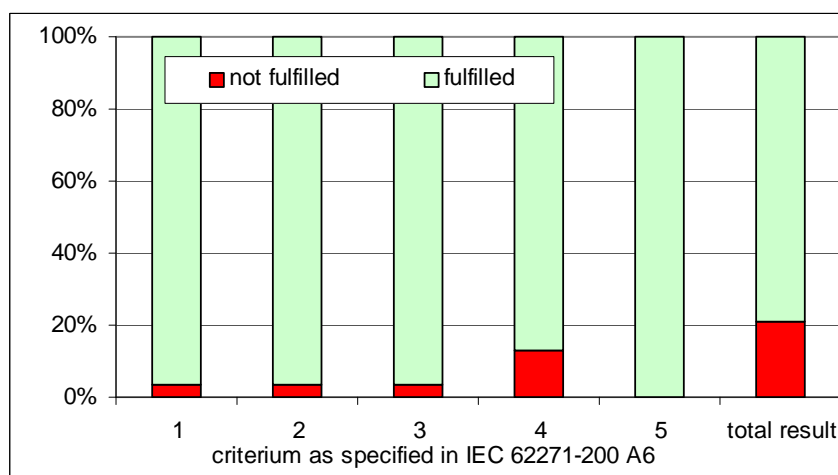


Fig. 2: KEMA's experience with rate of passing criteria of IEC 62271-200 (population: 91 tests in 2005 and 2006)

following conditions:

1. IEC 62271-200 stipulates that asymmetrical peak value of the short-circuit current should not be lower than 90% of the peak under rated voltage conditions. The internal arc has a reducing effect on the asymmetrical peak at reduced (low) voltages. With an arc voltage taken as 700 V calculations show that a 20 kA internal arc in switchgear with rated voltage between 12 and 36 kV, when tested in circuits with lower voltages (all with 20 kA), may be subjected to a strongly reduced asymmetrical peak. This is quantified in fig. 3. Herein, the horizontal axis shows the fraction of rated voltage, used as source voltage, and vertically the resulting fraction of the full asymmetrical peak factor (2.55 in 50 Hz circuits).
2. In addition, in circuits with lower voltage, there is the risk of premature arc extinction, which makes the test invalid.
3. AC current must be kept at a constant level during the test duration of up to 1 s, and if this is not possible, duration of the test must be extended until the value of $\int i dt$ (taken as being proportional to the arc energy assuming a constant arc voltage) equals the specified value (within 0 to +10% tolerance). This under the provision that the first three ac half-cycles are as specified and current shall not be reduced by more than 50% of the specified value at the end of the test.
Such calculations, however, can only be performed at hindsight, since arc behaviour cannot be predicted, and leads to imprecise representation of stresses.

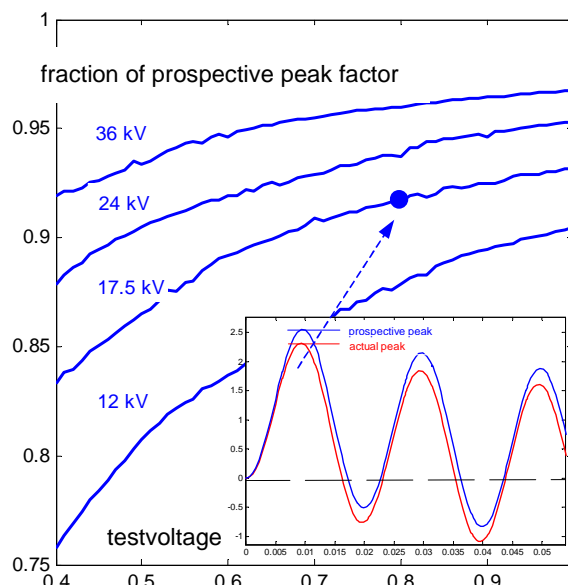


Fig.3: Reduction of prospective asymmetrical peak factor (vert) by arc voltage (700 V) vs test voltage (fraction of rated voltage, hor.) for 4 rated voltages.
Inset: prospective- and reduced current peak

d. Nameplate designation and certification

As a result of an internal arc test, IEC classification based on tests is denoted in the nameplate as follows:

- Classification IAC BFLR ("B" means accessibility type B, "FLR" means the Front, Lateral and Rear sides have been confronted with indicator racks and passed criterion 4 and the other criteria);
- Internal arc 12.5 kA 0.5 s (means test have been performed with 12.5 kA_{RMS} and 0.5 s duration).

KEMA (and other labs belonging to the Short-circuit Testing Liaison) does not issue certificates on internal arc tests only. Reasons for this are the following considerations:

- Identification of the relevant parameters in the design verification is not clear. A well-defined system of documentation does not exist yet. Too little is known on what design parameters determine a positive result of a test
- The results of tests have been found to depend strongly on arc initiation (method, single vs. three-phase, location) and this, in turn, may depend on application
- There are questions regarding the reproducibility of test results.

3. REPLACEMENT OF SF₆ BY AIR FOR INTERNAL ARC TESTING OF SF₆ INSULATED MV SWITCHGEAR

In this section, the special status of SF₆ gas in internal arc testing is reviewed. The background of this is the present discussion on banning SF₆ as filling gas during internal arc testing of medium voltage SF₆ insulated switchgear. In the present standard IEC 62271-200 it is stated (clause A.3.1): "It is permitted to replace SF₆ with air at the rated filling conditions ($\pm 10\%$)".

From environmental reasons there is a clear motivation for this, since solid (metal-sulphides and -fluorides) as well as gaseous SF₆ decomposition products, especially in the presence of humidity (SF₄, H₂S, SO₂, HF, CF₄, S₂F₁₀, S₂O₂F₁₀) are mostly very poisonous. In addition, test-labs wish to minimize their emission of clean SF₆, a greenhouse gas, and certainly polluted SF₆.

Technically, however, it is not clear yet, that testing in air presents similar conditions as testing in SF₆. A short overview (a) of some past published work by manufacturers will be presented, followed by results are from two series of tests (b, c) for comparison of internal arcing phenomena in SF₆ and air (and other gases).

a. Results from the literature

The first series of tests was performed with a transformer substation model, with a 0.3 m³ SF₆ compartment [8]. Three-phase current (15 - 20 kA) was supplied from a 7.2 kV circuit to arcs between Cu electrodes with 100 mm distance. The main difference between SF₆ and air was found to be:

- A significantly higher arc voltage in SF₆ (720 V) than in air (480 V);
- duration of pressure rise in case of SF₆ is 2.4 times longer than in air (in this test).

In a second research program a series of tests were performed with an arcing volume of 0.2 m³, exhausting in a 8 m³ air-filled volume [9]. Test current was single phase (10 - 20 kA) and arcing was in a 100 mm gap. The importance of these tests is the measurement of pressure-rise in the exhaust volume, as a simulation of the room in which the switchgear is located. It was concluded that:

- Rise and drop (after pressure relief) of pressure in the arcing volume are faster in air than in SF₆;
- the pressure rise in the exhaust volume is twice as high when the arc was burning in SF₆. This is attributed to the higher heat capacity of SF₆ and the longer duration of stay in the arcing volume;
- a wide range of arc voltages has been encountered, in SF₆ (500 - 1900 V) notably higher than in air (400 - 1000 V).

A third series of tests were carried out with "typical gas insulated metal enclosed switchgears", with three-phase current of 16 kA [10]. The authors conclude on the difference between internal arcing in SF₆ and in air:

- A significant faster pressure increase in air than in SF₆. This has lead to higher internal pressures before pressure relief in air;
- differences exist in exhaust characteristics in SF₆ (slower cooling).

b. Three-phase tests in a closed tank

In the period 1987-1988 a large number of internal arc tests were carried out at KEMA Netherlands on a full-scale model of a 10 kV switchgear (0.12 m³ volume) and 20 kV switchgear (0.24 m³ volume) [11]. Test current was in the range 4.5 - 18.5 kA. There was no pressure relief device on the tanks (8 mm steel), the fault arc was bypassed with a fast making switch as soon as pressure came close to the withstand capability of the tank (approx. 9 bar). Three-phase arcs were initiated with a 0.5 mm copper wire. The gap length was 50 mm. Power was supplied from a three-phase 10 kV generator source.

In fig. 4, pressure-rise data are presented for different gases: nitrogen, argon, air, SF₆ for the highest and the lowest current value applied in the larger tank volume (0.24 m³). It can be observed that the

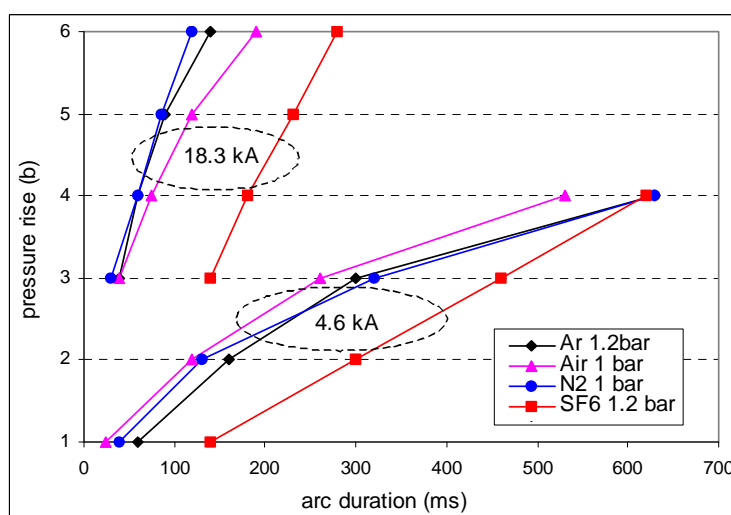


Fig.4: Pressure rise by a three-phase fault internal arc in various gasses (argon, air, nitrogen and SF₆ with initial pressure 1 or 1.2 bar, see legend) in cubicle model of 0.24 m³ (18.3 and 4.6 kA).

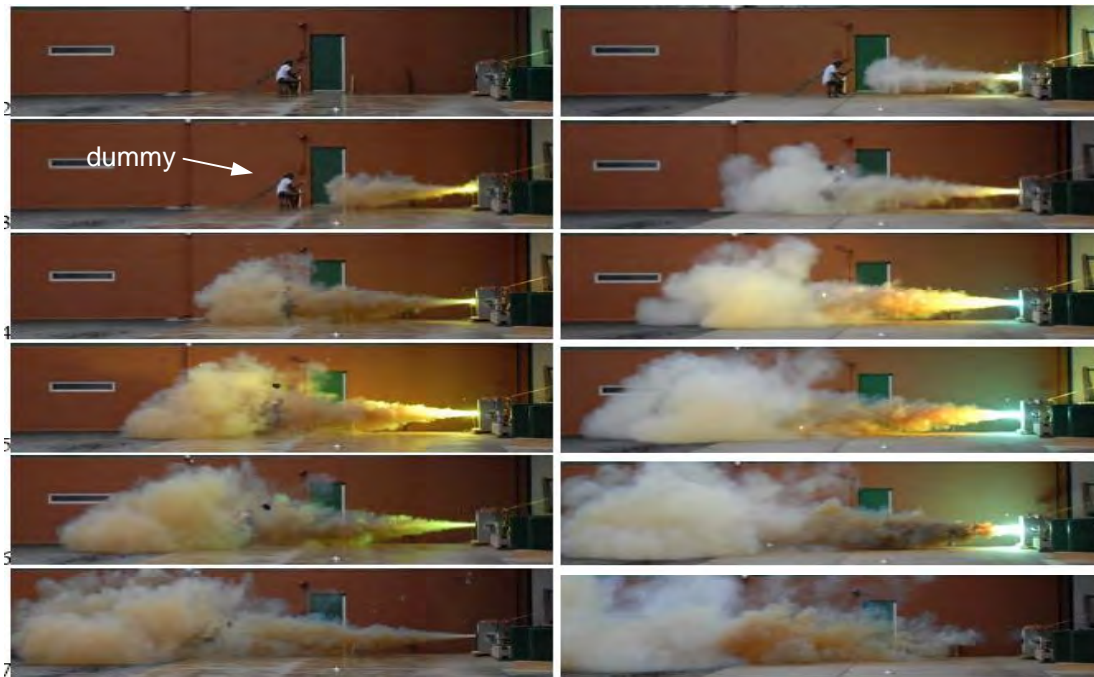


Fig. 5: Photographic impressions of the release of hot gases as a result of arcing in SF₆ (left column) and air (right column). Arc duration was 1 s, pictures are taken with an interval of 0.2 s.

pressure-rise at both current values is slower in SF₆ than in the other gases, and thus confirms the other sources [8, 9, 10].

c. Single phase tests in tank including pressure relief

A series of new tests were performed (KEMA USA), purely aimed at comparing the effects of arcing in SF₆ with air under identical conditions of current, driving voltage, arc duration, geometry, contact material etc. Test parameters were: arc current 14.2 ± 0.3 kA, driving voltage 15.5 kV, frequency 60 Hz, tank volume 0.53 m³, electrode material Cu, gap 7.5 cm. Filling (over)pressure prior to arcing is 0.7 ± 0.1 bar. In each test, the tank is equipped with a rupture disk for pressure relief at approx. 2.8 bar. Measured quantities were arc current and voltage, tank pressure. The exhaust gas was monitored by infrared thermography; the arc was monitored with high-speed video.

An impression of the effect of the exhaust gas can be obtained from fig. 5, where tests with arcing in SF₆ (left) and air (right) are compared (arc duration 1 s with symmetrical current). A dummy was placed 5 m from the exhaust opening (see fig. 5). The different effect of SF₆ and air exhaust gases



Fig. 6: T-shirt worn by dummy and affected by SF₆ gas (left) and air (right)

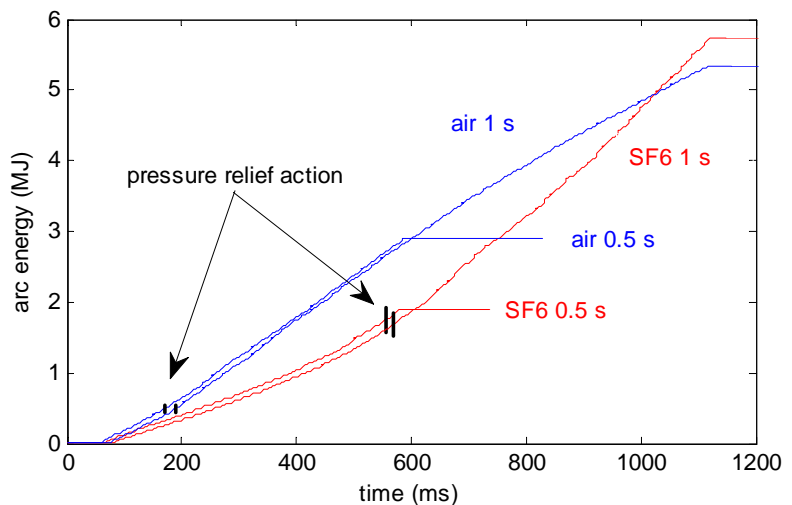


Fig. 7: Arc energy vs time for air- (blue) and SF₆ filled volume (red) for 0.5 s and 1 s arc duration

on the T-shirt, worn by the dummy, is illustrated in fig. 6.

1: Arc energy. A relevant quantity in internal arcing is the electrical energy supplied to the arc inside the tank. The arc energy is calculated as $\int i_a u_a dt$, with i_a , u_a the momentary arc current and voltage. Typical results for arc durations of 0.5 and 1 s show clear differences between SF₆ and air (see fig. 7):

- the energy of SF₆ arcs is (initially) smaller than of arcs in air. This is direct consequence of the initially lower arc voltage of the SF₆ arc;
- the energy in air-arcs is linearly rising with arcing time, whereas this is more than linear for SF₆. As a result, at longer arc duration, the energy supplied to SF₆ is higher than to air.

Based on the test results, arc energy in air can be easily extrapolated since it shows strong linearity. For SF₆ this is not the case.

The difference in arc energy is clearly caused by arc voltage: During arcing, the true-RMS voltage in air is dropping over time while it is increasing in SF₆ (up to 550 V after 1 s). In a number of the tests, the moment of sudden increase in SF₆ arc voltage is around the time when the rupture disc bursts. Fluctuations and sudden jumps in arc voltage in SF₆ causes nonlinearity of the energy curve (fig. 7), and suggest erratic motion of the arc.

2: Cooling of exhaust gas after arcing. By monitoring the exhaust jet with time-resolved infra-red thermography, an impression of the cooling process of the hot gases could be obtained. This is illustrated in fig. 8, in which the maximum temperature in the exhaust gas volume is shown over time. In fig. 9, infrared pictures of the exhaust gas are shown for SF₆ and air, recorded at comparable time after arc initiation.

From this, it becomes clear that:

- the exhausted air is much hotter than the exhausted SF₆ (actually the maximum temperature in the air is above 2000 C, since the IR camera saturated above this level).
- the cooling down after arcing in SF₆ is much slower than in air, both in the case of the 0.5 s and the 1 s arc duration.
- the air has a wider jet stream than the exhausted SF₆

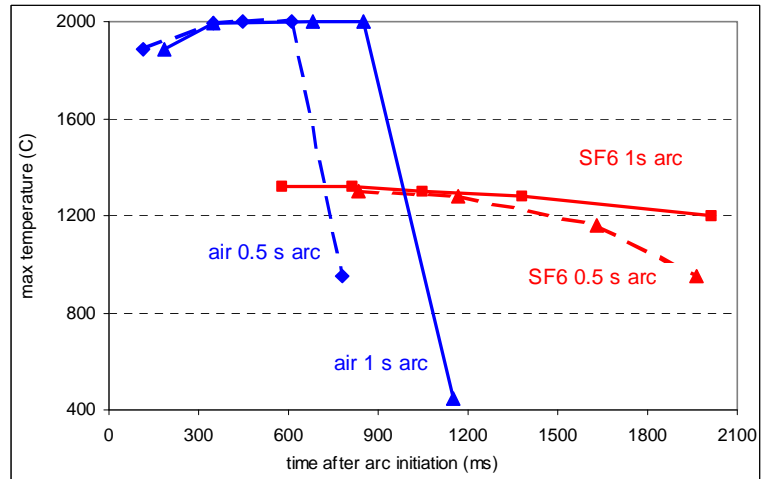


Fig.8: Maximum temperature measured in exhaust gas (air, SF₆) vs time after arc initiation

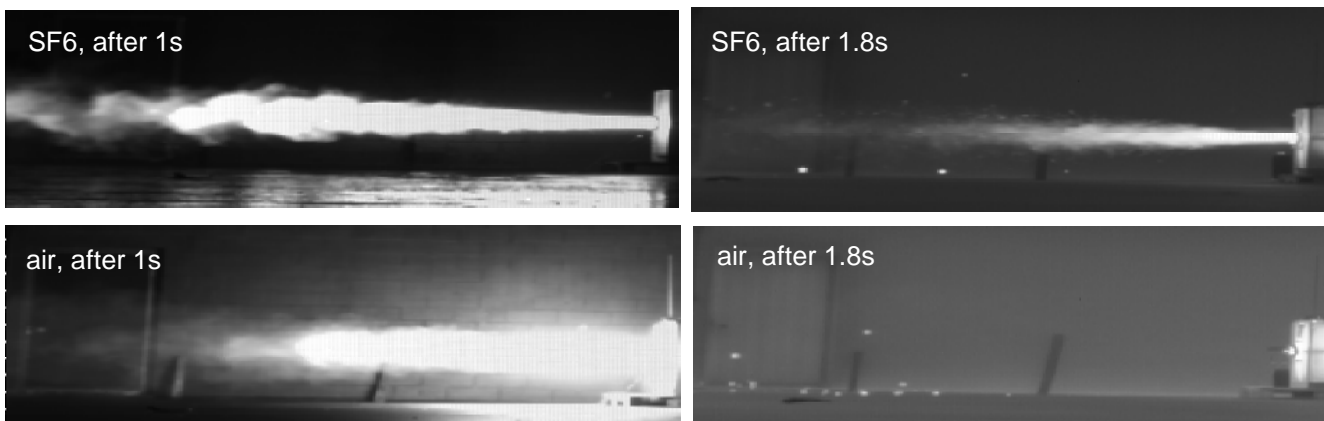


Fig. 9: Infra-red thermal images from the expelled gases resulting from internal arc test with 1 s duration. Upper pair: tank filled with SF₆; lower pair: tank filled with air; left pair: 1 s after arc initiation; right pair: 1.8 s after arc initiation

3: Exhaust in a defined volume. In a number of tests, the expelled gas was not exhausted to the environment, but to a collector tank of 1.2 m³. Pressure was measured in this tank as well. In fig. 10, pressure measurements of SF₆ and air are combined for the two-tank situation. It can be concluded that:

- the pressure rise in the arcing volume in case of air is much faster and reaches higher values than in SF₆. This is in accordance with all earlier investigations [8, 9, 11];
- the pressure relief disc operates at a (somewhat) higher pressure in air than in SF₆;
- the pressure in the exhaust volume reaches a higher value in the SF₆ case than in the case with air, in agreement with [9].

4. DIFFERENCES BETWEEN ARCS IN SF₆ AND AIR

a. Arc energy (at constant short circuit current). In literature there are quite different statements about the value of SF₆ arc voltage compared to that in air at the same pressure: In some experiments a lower voltage was obtained, in others a higher one. Analyzing these results it seems to depend mainly on electrode geometry. If the arc is somehow stabilized and/or arc bending is impeded, SF₆ arc voltage is lower than in air. On the contrary, if the arc is allowed to move and bend and especially with strong metal evaporation (e.g. at longer arc duration), the voltage of SF₆ arcs is higher. From this follows that the arc energy of arcs in air in a worst-case situation should be regarded as being lower than in SF₆.

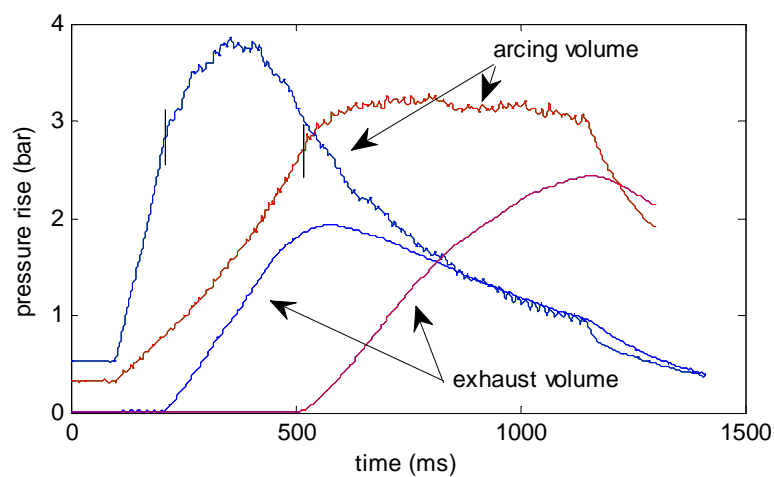


Fig. 10: Pressure rise in arcing- and exhaust volume for air-filled (blue) and SF₆ filled (red) arcing volume (1 s arc duration). Vertical markers: pressure relief action (diaphragm burst)

b. Pressure inside the arc compartment. As shown by several authors the maximum pressure in a closed arc compartment is higher if it is filled with air instead of SF₆. This effect is true even when the arc energy in SF₆ is higher than in air. The reason is the larger heat capacity of SF₆, which compensates the higher arc energy. The smaller heat capacity of air leads to a faster pressure rise and an earlier burst of the rupture disc.

With a relief opening of the arc compartment the pressure rise is limited. In tendency, the opening will act at a higher pressure in air due to inertia effects.

From this it follows that the arc compartment will be stressed in comparable or even more severe way by an arc in air.

c. Exhaust of gases via an intermediate compartment. If the overpressure of the arc compartment is directly discharged into the environment (room), the hot gas stream will affect the indicators immediately. However, in general, metal-enclosed switchgear consists of several compartments with only the "arcing" compartment filled with SF₆. In this case, hot SF₆ first of all will exhaust to a neighbouring air-filled compartment (intermediate room, e.g. cable compartment, pad mount enclosure) within the switchgear before leaving it e.g. through fissures. In this case the overpressure within the intermediate compartment will be lower if the arc compartment is filled with air instead of SF₆ (due to the lower energy content of the heated air).

d. Ignition of indicators. Ignition of any material means exothermic reactions start to run. It happens when certain activation energy is exceeded. Cotton consists of carbon-hydrogen-oxygen compounds. In air, ignition is an oxidation process, mainly the reaction of carbon with oxygen to CO and CO₂. A similar process (without oxidation) is happening with SF₆.

To reach the activation energy, heat must be transferred from the gas stream to the cotton. The influential parameters are gas temperature, heat transfer duration, thermal conductivity and gas velocity. They act as follows:

1. Gas temperature: The higher the temperature difference between gas stream and indicator (as with air), the higher is the energy flux to the indicator.
2. Heat transfer duration: The longer the duration of the gas flow (as in SF₆), the more energy will be transferred to the indicators.
3. Thermal conductivity: In the temperature range from 1500 to 4000 K the thermal conductivity of SF₆ is larger than that of air, enlarging the energy flux to the indicator.
4. Gas velocity, the higher the gas velocity (as with air), the higher is the turbulence in enlarging the temperature at the boundary of the gas stream (increasing the temperature gradient to the indicator). Moreover, with higher gas velocity, the boundary layer between hot gas and surface of indicator is thinner. Higher turbulence and thinner boundary layer improve heat conduction to the indicator.

Given that these various contributing factors both have ignition enhancing and -impeding effects in air and SF₆ further research is necessary to conclude on the overall effect.

5. CONCLUSIONS

Based on the results, the authors conclude that relevant differences exist in the behaviour of fault arcs in SF₆ and in air, and in their effects on switchgear and environment.

Replacing SF₆ with air in internal arc testing can have some advantages in specific areas of testing, as mentioned below. On other aspects, replacement of SF₆ with air in testing needs further study.

The following conclusions are drawn:

Arc compartment: The mechanical stress of the arcing compartment filled with air is higher than with SF₆, i.e. if criterion 1, 2 of IEC 62271-200 are fulfilled with an air test, this will be true for SF₆ as well.

Intermediate compartment: When exhaust gas from the arcing compartment is released into adjacent compartment(s) the mechanical stress of it is larger in tests with SF₆ than with air.

Indicators. With the main focus directed to the ignition of the indicators, if air is used instead of SF₆ during internal arcing tests (criterion 4 of IEC 62271-200) the following conclusions are drawn:

- For worst-case situations (e.g. long arc duration) the arc energy in SF₆ can be higher than in air.
- With air, the higher gas temperature as well as the thinner boundary layer in front of the indicators will increase the heat flux to the indicators.
- Thermal conductivity of the gas determines the heat flux as well, hot SF₆ has a higher conductivity than air in the relevant temperature range.
- The SF₆ gas stream duration is longer with SF₆ and cools down slower than with air.

From this it follows, comparing an SF₆ with an air stream directed to indicators, the likelihood of indicator ignition might be comparable. Further detailed investigation is necessary, in particular to the ignition process of indicators.

For demonstrating the effectiveness of “arc absorbers” it must be realized that due to the higher internal energy of SF₆ exhaust gas, the cooling efficiency for SF₆ exhausted gas is not covered by tests with air.

Continued study on testing alternatives, aided by modelling and simulation tools, is prepared within CIGRE WG A3.20. The final aim is to ban tests in which (polluted) SF₆ is released into the environment.

6. BIBLIOGRAPHY

- [1] IEC Int. Standard 62271-203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV, 2003.
- [2] IEC Int. Standard 62271-200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV, 2003.
- [3] IEC Int. Standard 62271-201: AC insulation-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV, 2006.
- [4] IEEE Standard C37.20.7 IEEE Guide for Testing Medium Voltage Metal-Enclosed Switchgear for Internal Arcing Faults, 2001.
- [5] N. Giao Trinh, "Risk of Burn-Through - a Quantitative Assessment of the Capability of Gas Insulated Equipment to Withstand Internal Arcs", IEEE Trans. on Pow. Del, vol.7 no.1, 1992
- [6] CIGRE WG 23.03, "Pressure Rise in Metal-Enclosed Switchgear of Single Phase Enclosure Type due to Internal Arc. Evaluation of various International Test Results and Study of Calculation Procedure", Electra 93, pp.25-52, 1984.
- [7] P.P. Leufkens, prepared contribution, Int. Conf. on El. Distr. (CIRED) 2003.
- [8] J.E. Daalder, O. Lillevik, A. Rein, W. Rondeel, "Arcing in SF₆-MV-Switchgear. Pressure Rise in Equipment Room", Int. Conf. on El. Distr (CIRED), 1989.
- [9] E. Dullni, M. Schumacher, G. Pietsch, "Pressure Rise in a Switchroom Due to an Internal Arc in a Switchboard", Proc. 6th Int. Symp. on Short-Circuit Currents in Power Systems, Sept. 6-8, 1994.
- [10] T. Bjortuft, O. Granhaug, S.T. Hagen, J.H. Kuhlefeldt, G. Salge, P.K. Skryten, S. Stangeherlin, "Internal Arc Fault Testing of Gas Insulated Metal Enclosed MV Switchgear", 18th Int. Conf. on El. Distr. (CIRED), 2005.
- [11] J.A.J. Pettinga, "Pressure-rise tests due to a High-Current Internal Arc in a MV Cubicle Model", Int. Conf. on El. Distr. (CIRED), 1989 and KEMA internal report 00880-DZO 88-2046 (88-10), 1988.


 Canadian Nuclear Safety Commission Commission canadienne de sûreté nucléaire

**OECD / HEAF Meeting
Paris, France
30 April 2008**


 **Transformer Fire and
potential HEAF Event**

**Update to OECD Fire Database Event
EID / Key 263 / 350589**

Canada

 Canadian Nuclear Safety Commission Commission canadienne de sûreté nucléaire


Outline



- ❖ Status Prior to Event
- ❖ Main Sequence of Event
- ❖ Emergency Response to the Event
- ❖ MOT Fire
- ❖ IPB surge arrestor secondary event – potential HEAF
- ❖ Regulatory Issues
- ❖ Conclusions

2

Canada


 Canadian Nuclear Safety Commission Commission canadienne de sûreté nucléaire


Status Prior to Event

- 4 Unit NPP station
- Station B of Two x 4 Unit stations
- Unit at 93% power (full power – de-rated unit)
- T/G Output = 847 MW(e)
- No alarms, normal operation

- MOT = Main Output Transformer
- MCR = Main Control Room
- ERT = Emergency Response Team (Station Fire Brigade)
- IPB = Isolated Phase Bus

3




 Canadian Nuclear Safety Commission Commission canadienne de sûreté nucléaire


Main Sequence of Event

Event Sequence

- Time 18:41 - MOT differential trip – 500 kV synchro breaker opens, MOT Fire Detector Alarm & Deluge Operating
- Time 18:43 – RRS – automatic Reactor Setback
- Time 18:44 – MCR requests ERT response
- Time 18:45 – Reactor stable and being held at 49% FP
- Time 18:49 – Fire Response Vehicles at Unit
- Time 18:54 – Operator Field Reports - damage to one phase
- Time 19:00 – Deluge system shut off, ERT requested to respond to IPB surge arrestor at T/G (explosion, no fire)


4





 Canadian Nuclear Safety Commission / Commission canadienne de sûreté nucléaire

Emergency Response to the Event


- ERT in station (7 min. comp.)= 3 ESM + 8 VERT
- ERT at Site Fire Hall = 9 ESM plus vehicles (2 x 1050 pumpers + Air Light Truck + Haz Mat Truck)
- ERT at Sister Station (7 min. comp.)= 6 ESM + 9 VERT
- Remote fire alarm terminals alarm at ERT Muster room in Station and at site Fire Hall + Automated Pagers + MCR
- Alarm results in direct response by station ERT for size up and initial actions
- Site Fire Hall responds (typically 5 mins to station)
- Sister Station enters quiet mode (hot work stopped, etc.) and 2 ERT with support vehicle respond to incident station
- Mutual Aid notified to standby (municipal Fire Dept – 45 min⁵ response time), not required to respond





 Canadian Nuclear Safety Commission / Commission canadienne de sûreté nucléaire

MOT Fire

- Unit MOT - electrical fault, catastrophic failure, and fire
- Initiated by material failure inside MOT, fault fed by 500 kV grid and 24 kV T/G output
- MOT surrounded by blast walls, fire contained, initial fire ball reaches an estimated 30 m
- Deluge system operates automatically, extinguishes fire
- MOT casing ruptured in several areas
- 68,200 l of oil spilled over 1 – 2 hours
- Deluge system discharged estimated 295,000 l of water in 20 minutes
- Some oil reaches local lake, environmental response by ERT





 Canadian Nuclear Safety Commission / Commission canadienne de sûreté nucléaire

Secondary Event at T/G – Potential HEAF

- MOT failure (blue phase) results in phase imbalance with repetitive arc strikes at MOT
- red phase “IPB surge arrestor was subjected to sever and repeated sprark-overs” [located in IPB cubical under T/G]
- overheated surge arrestor fails catastrophically, ejecting IPB cubical door [1m x 2 m steel nema cabinet door]
- IPB cubical is deformed, IPB Transformer fuses open
- Door strikes 200 mm T/G lube oil return line in-front of generator H2 lines
- Near miss to H2 lines

7





 Canadian Nuclear Safety Commission / Commission canadienne de sûreté nucléaire

Regulatory Issues

- MOT fire **or** T/G fire is a considered design basis event
- Concurrent MOT & T/G events not contemplated in FHA’s or PSA’s
- Hardening of T/G lube oil lines and H2 lines contemplated, licensee position is low risk event sequence
- Hazard Analysis and PSAs require review for this event sequence
- Require accepted definition of HEAF
- Risk significance of HEAF events require further investigation

8





 Canadian Nuclear Safety Commission
Commission canadienne de sûreté nucléaire

Conclusions

- ❖ Potential HEAF event
- ❖ International consensus on definition of HEAF required
- ❖ WG to define and collect data on HEAF should be established under OECD Fire Database project


9



 Canadian Nuclear Safety Commission
Commission canadienne de sûreté nucléaire

Questions/Answers

10



Electric Arc Protection at Loviisa NPP

1st meeting of the HEAF Task Group
18 May 2009

Generation
Sami Sirén
18.5.2009

1



Overview

- Electric Arc protection systems installed in Loviisa 1&2 diesel backed up 6kV and 0.4kV switchgears in **1994-1996**.
- Installation to other 6kV and 0.4kV switchgears in **2006-2008**.

Generation
Sami Sirén
18.5.2009

2



Function

- To actuate two conditions have to be met simultaneously:
 - Flash of light
 - Overcurrent in the supply to the switchgear.
- Within 2 ms, all supply breakers to the switchgear get an opening signal.
- Breakers trip open in 65 ms.
- Total tripping time is at most 75 ms.
- Total tripping times without arc protection would be about 200-500 ms in most cases.

Generation
Sami Sirén
18.5.2009

3



Analysis example

- Electric arc in diesel backed up 6 kV switchgear.
- Switchgears belonging to the different trains of the same red. are located in adjacent rooms.
- The doors between the rooms withstand 0,2...0,6 kPa in the normal opening direction.

Protection	t / ms	Δp / kPa
Electric arc prot.	75	0,3...0,5
Primary overcurrent prot.	275	1,1...1,7
Backup prot.	375	1,5...2,4

Generation
Sami Sirén
18.5.2009

4



Analysis example cont'd

- The pressure increase due to arcing can cause the doors to open and hurl them at the switchgear cabinets in the adjacent room.
- Failure of both switchgears assumed with high probability if the electric arc protection fails.
- Possible but comparably unlikely even if the electric arc protection functions properly.
- Fire and smoke spreading studied separately.

Generation
Sami Sirén
18.5.2009

5



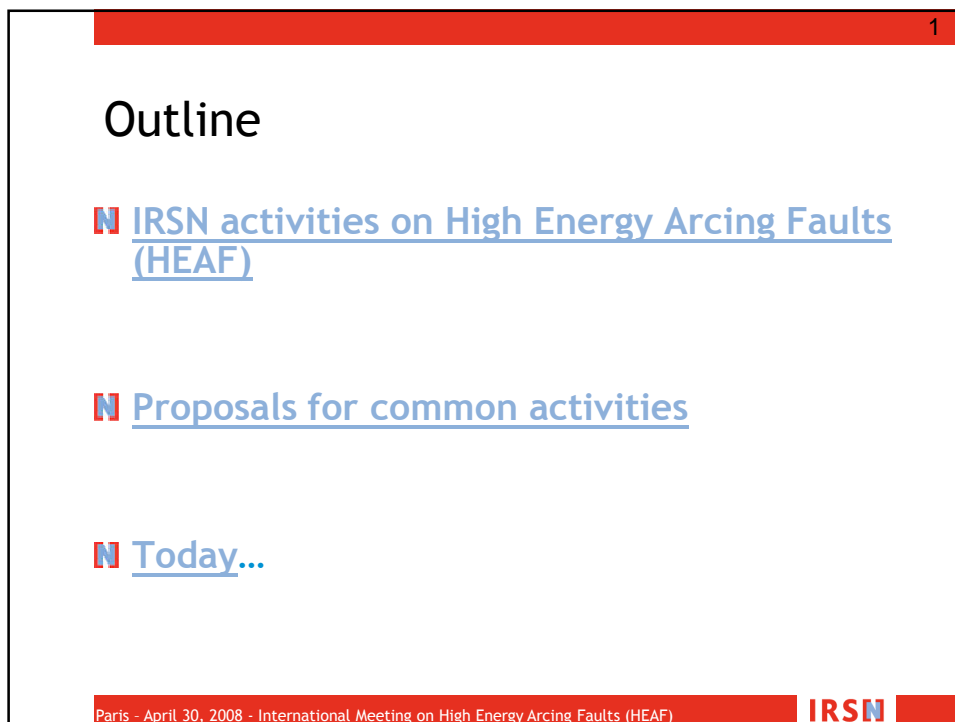


IRSN
INSTITUT
DE RADIOPROTECTION
ET DE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Results of IRSN activities on HEAF and some proposals for common activities

Sophie TRELAT (IRSN)

International HEAF Experts Meeting *April 30, 2008. Paris (France)*



1

Outline

- N** IRSN activities on High Energy Arcing Faults (HEAF)

- N** Proposals for common activities


- N** Today...

Paris - April 30, 2008 - International Meeting on High Energy Arcing Faults (HEAF) **IRSN**

2

IRSN activities on HEAF

- N Background : experience feedback**
 - N** Gravelines (2001) T1
 - N** Tihange (1996)
 - ⇒ IRSN activities focused on circuit-breaker explosions
- N One study**
 - N** [Fire PSA computations](#)
- N [Consequences](#)**



Paris - April 30, 2008 - International Meeting on High Energy Arcing Faults (HEAF) **IRSN**

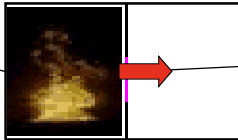
3

Fire PSA computations (1/2)

- N IRSN Fire PSA concerns 900 Mwe PWR**
- N Scenarios studied : fire compartmentation door destroyed by the blast of an oil circuit-breaker explosion which is followed by a fire**

Explosion room : train A (or B) room Target room :Train B (or A) room

Oil circuit breaker
in electrical
switchboard



Fire compartmentation
door

Paris - April 30, 2008 - International Meeting on High Energy Arcing Faults (HEAF) **IRSN**

Folie 3

T1 Tihange 31/10/96 : sur la tranche 1 de la centrale de Tihange de conception proche des réacteurs français du palier CP1, un disjoncteur du type "à faible volume d'huile", explose. Un feu se propage aux câbles de contrôle-commande. Cette évènement engendre, entre autres, la destruction d'un mur, l'endommagement de la sectorisation incendie et la perte des deux sources électriques externes 380 kV et 150 kV.

Gravelines 18/9/01 : idem sur tranche 4 de Gravelines ; sectorisation incendie également endommagée et source électrique extérieure principale (400kV) perdue.

TRELAT-SOP; 25.04.2008

Fire PSA computations (2/2)

N Equipment failure times are given by fire simulations with zone code FLAMME_S

N Failure temperature is assumed to be

- N** 40°C for electrical cabinets
- N** 230°C for cables (PEPSI tests)

	Explosion room	Target room	Electrical switchboard	P x (10 ⁻²)
1	L405 (train A)	L408 (train B)	Service switchboard 6,6 kv (LGC)	4,7
2	L406 (train A)	L408 (train B)	Unit switchboard 6,6 kv (LGD)	0,23
3	L408 (train B)	L405 (train A)	Emergency supply switchboard 6,6 kv (LHB)	5
4	L408 (train B)	L406 (train A)	Emergency supply switchboard 6,6 kv (LHB)	0,27



Consequences

N In 2003, French safety authority asked the licensee, Electricité de France (EdF), to analyse the oil circuit-breaker explosion risk followed by a fire taking into account :

- the impact of the pressure wave on the fire-compartmentation equipment (as door for example),
- the consequences on equipment hit by missiles.

N The answer of EdF was partial and not satisfactory :

Substitution of just a few oil circuit breakers by gas circuit breakers (air or SF₆) over a very long period

N So, questions remain unresolved :

- N** Safety problems for the oil circuit breakers which are not substituted by gas circuit breaker,
- N** Is it possible to have safety problems with gas circuit breakers (air or SF₆) ?



Proposals for common activities

N Concerning the consequences of an electrical arc, our proposals are linked with the preoccupations of the French safety authority

Estimation of the overpressure in a room and missiles projection following :

- the burst of the circuit-breaker (concerns oil circuit breaker and gas circuit breaker),
- the combustion of the cloud made by oil droplets and decomposition gas (concerns oil circuit breaker),
- external electrical arc.

N Concerning the causes of an electrical arc :

Carrying out a data base about HEAF operational experience feedback with the following informations (for example) :

- equipment (oil circuit breaker, gas circuit breaker, transformer, high voltage cable,...),
- estimation of the electrical arc duration,
- is the electrical arc followed by a fire ? (yes/no),
- are there any consequences on the fire compartmentation equipment (yes/no)?...



Today ...

N Writing of a questionnaire on High Energy Arcing Faults HEAF :

Translation of the English and German versions to French at IRSN

N The objective :

Questions should be sent to EDF (Electricité de France) :

- to evaluate the state-of-the-art, to gain insights on the phenomena for HEAF,
- to find out, how such events can be prevented in nuclear installations.

Thanks for your attention !

sophie.trelat@irsn.fr

11th Meeting on the OECD FIRE Project
Sept.30-Oct.2, Hotel Eibsee, Grainau, Germany

Cable Spark of Unit Aux. Transformer in Kori #2

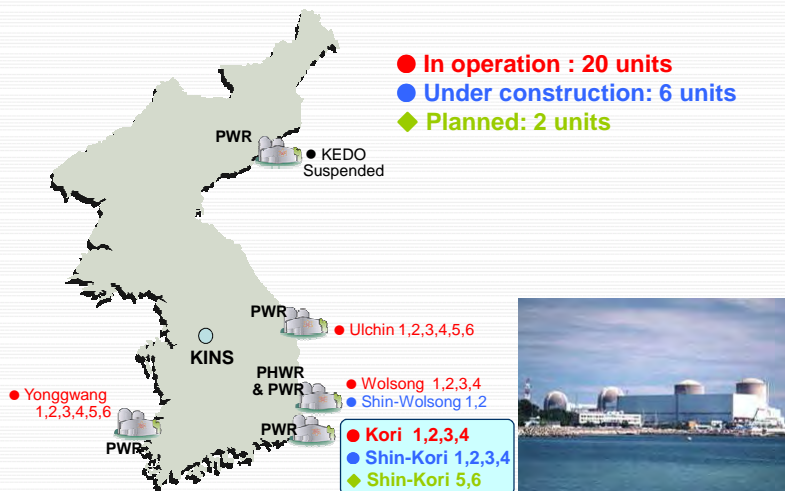
Sept. 30, 2008

Korea Consortium

NC: PARK, JongSeuk
(park@kins.re.kr)



Location of NPPs in Korea



Incident in Kori #2

□ Plant Descriptions

- Reactor Type: WH 2 loops PWR
- Capacity: 680 MWe

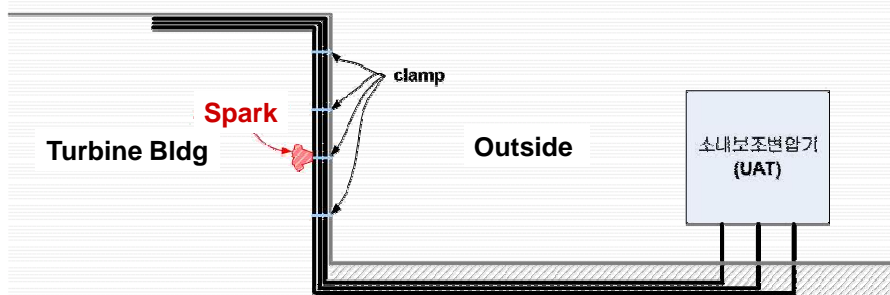
□ Event Descriptions

- Plant in the normal operation
- During periodic inspection, in-Site operator found spark occurred at cable between UAT and non-safety bus blocker

3

Incident in Kori #2

□ Location of Spark



4

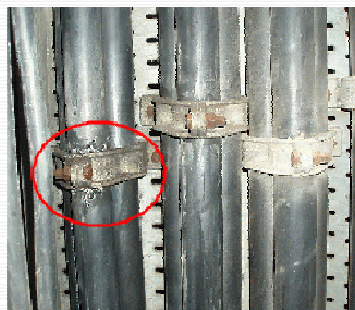
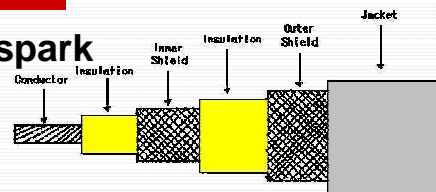
Incident in Kori #2

Sequence of Incident

- 11:45 In-site operator found spark occurred
- 12:03 Manual transfer in-site electric power from UAT to startup transformer
- 12:09 Start Reactor power decrease
- 12:10 Auto start EDG A and low voltage occurred at safety bus train A
- 12:11 Manual shutdown at Rx 70%, TBN 500 MWe
- 12:15 Open off-site power breaker

Incident in Kori #2

Detail description of spark



Before disjuncting



After disjuncting

Cause and Corrective Actions

❑ Cause: insulation failure of cable jacket

- Physical stress of clamp and cable weight itself
- Aging of cable jacket
- No grounding in the jacket and outer shield

❑ Corrective Actions

- Replace power cable clamp
 - ◆ Aluminum ⇒ Plastic
- Reinforce jacket insulation
- Replace power cable shield

7

Replace power cable clamp

Existing
Aluminum
Clamp

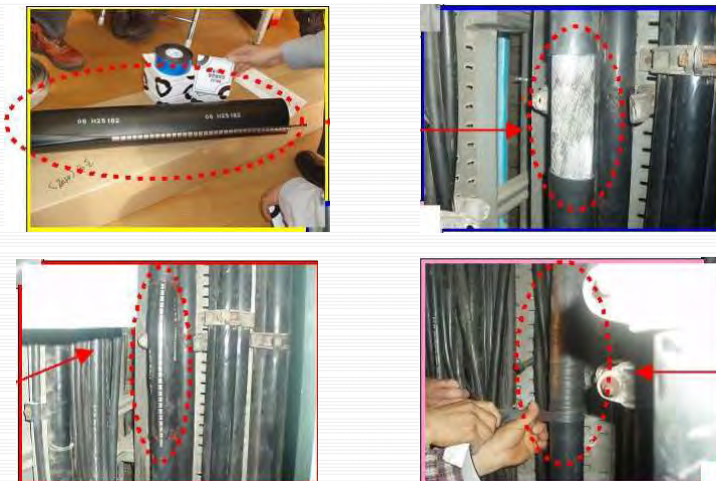


Plastic
Clamp



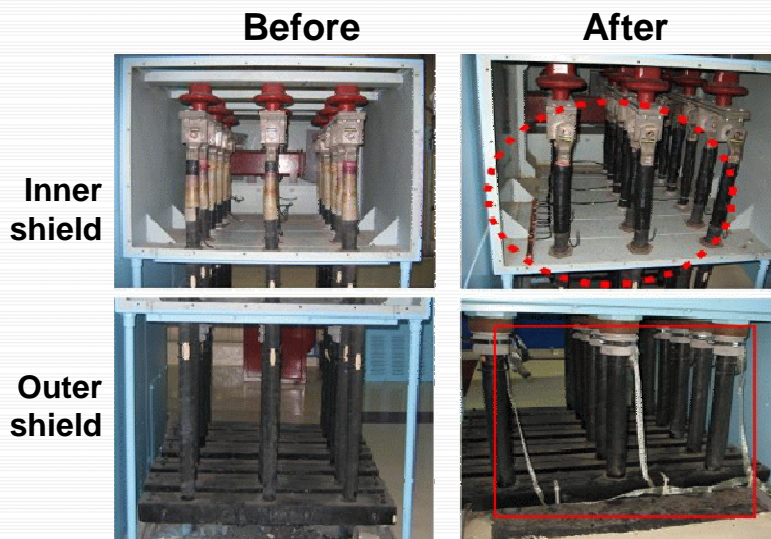
8

Reinforce jacket insulation



9

Replace Shield Grounding



10

Safety Assessment

- Spark occurred only
- Spark did not propagate to fire

Therefore,

- No physical damage to the plant facility
- No influence on the reactor safety

Summary of High Energy Arching Fault Issues in Switchgear Equipment

A high energy arching fault (HEAF) is an electrical failure mode that leads to a rapid release of electrical energy in the form of heat, vaporized metals, and mechanical force. These effects can result in an ensuing fire within the electrical enclosure and possibly to any externally exposed combustibles.

The HEAF phenomenon is not a new concept to the electrical power distribution community. Beginning with the need to develop safe and reliable electrical power distribution systems, engineers realized the potential hazard that distributing these high voltages present. Although much research has been done in the past to design electrical distribution equipment that prevent HEAF events, little research has actually been done to understand the nature of the high energy electrical arcs and its fire hazard.

A better comprehension of this phenomenon will allow the effects of a HEAF to be better understood to reduce the resulting fire and safety hazards. The following are the five key issues that require further research to better understand the mechanics of the high energy electrical arc and its fire hazard.

Issue 1: Arc characteristics

A better understanding of the physical characteristics of an electrical arc will provide beneficial information to help determine the associated fire hazards. Resolution of the following questions would be beneficial:

- a.) How do HEAF occur? How do arcs propagate? How long do arcs last?
- b.) How do different voltage and current levels affect the arc characteristics?
- c.) How should the occurrence of fire ignition from a HEAF be incorporated into a fire model? That is, what method should be used to provide input (HRR) to fire models to accurately model this fire hazard?

Issue 2: Smoke, soot, and ionized products

Smoke, soot, and ionized vapors are all a result of a HEAF. Conducting research to better understand their composition and effects would allow resolution of the following:

- a.) What products become ionized and can contribute to further failure of other electrical devices?
- b.) Is there any particular type of safety related equipment that is more vulnerable than others to failure via ionized smoke exposure?
- c.) How do the products of a HEAF affect human response and suppression activities?

Issue 3: Compartment response

Temperature increases, pressure increases and mechanical failure are typically experienced during HEAF events for components located within a plant. An understanding of these forces would provide a link to the likelihood of other equipment being damaged and the possibilities of creating a fire outside the enclosure. A better

understanding of this type of failure would likely provide beneficial fire probabilistic risk assessment (PRA) insights.

Issue 4: Suppression Methods

The use of water suppression while the equipment is energized has the potential to harm the responder and extinguishing agents such as carbon dioxide may not be capable of removing enough heat from the fire to extinguish it. An understanding of the successfulness of different suppression systems should be evaluated. Research on alternative methods of suppression of HEAF could provide enhanced safety to the plant and personnel. Proper fire brigade response methods to locate and extinguish the HEAF fire would also reduce the risk.

Issue 5: Fire Probabilistic Risk Assessment (Fire PRA)

All of the issues identified above will provide valuable information to fire risk insights. In addition, identifying state of the art methods to assess whether or not an arc flash event is plausible and further to estimate the energy release potential associated with the arc will provide tools to improve Fire PRAs.

Background:

High energy arcing faults (HEAF) are a type of electrical discharge that results from a low impedance connection between one phase and ground or phase-to-phase in an electrical system. HEAFs result in a large release of energy from the system and typically occur in medium to high voltage systems that have the capability of sustaining such large discharges of energy. Electrical components such as transformers, overhead power lines and switchgear have been identified as vulnerable to this type of arc event. HEAF is a common failure mode for switchgear, which are electrical components that control the distribution of electrical energy throughout the power system. The high voltages and currents processed by switchgear present the potential hazard for catastrophic failure. HEAF failures of switchgear may result in system unavailability and such failures may cause subsequent failures to other safety-related equipment.

A HEAF event occurs when an ionized or low resistance path is created across a high electrical potential. When a HEAF occurs, the temperature and pressure within the compartment increase dramatically. This transient may lead to structural failure of the component and its enclosure, an explosion, and/or a fire incident. Along with these effects, additional ionized products are formed as well as conductive smoke which can result in the failure of other electrical components. This dynamic and random nature of HEAF, result in many aspects of this phenomenon not being well understood.

Historically, HEAF events have been poorly documented and discussed in little detail. The poor documentation results in problems identifying failure frequencies for use in Fire PRAs. Presently, more HEAF events are being reported more readily potentially because of aging electrical equipment and the increased electricity demands. Power industries and equipment manufacturers had an interest in preventing these accidents from taking place because of public safety and the high costs associated with losses in operation continuation and repairs. Even though the failure rate of these devices is low, the consequences are high and may lead to serious injury and massive damages. The

most valuable event reporting information related to HEAF is that which is collected by the nuclear industry.

Arc duration has been found to be dependent on the supply of current and the current interrupting capabilities. When protection devices that limit the current or break the circuit are used, an arc is usually extinguished quickly and with minimal damage. Insulation materials around the bus bars or along the interior walls of the compartment also helped quench the arching fault. However, when the breaking capability of the protection devices is not adequate, the insulating material, typically made of plastics can ignite and result in a fire event. Arc duration plays a significant role in fire (flame) ignition. When the arc discharge continues without interruption, more hot gasses and molten metals are created and ignition of the switchgear becomes more plausible. Fires may not be contained within the switchgear enclosure and may spread to cables or other co-located equipment.

Issues like the radial temperature of an arc and arc intensity also need further investigation. The high energy arc itself has been noted to reach temperatures of 20,000 °C, instantly vaporizing bare metal and materials used to compartmentalize the interior electronics. Insights to the temperature characteristics of an arc, along with the arc duration, may result in developing a method to model these ignition sources in a fire model.

Environmental conditions such as humidity and wind affect the arc stability and contribute to its random nature. Even though it has been shown that arcs tend to travel away from the ignition source seeking a ground or interruption path; they still possess an element of randomness. Past research on HEAF has shown that minimal damage is caused while the arc is moving, while massive damage is caused when the arc is stabilized.

Pressure and shock waves in the compartments have been minimally studied. Explosions that cause a significant pressure rise have been known to throw molten metals or housing shrapnel and hot gases throughout the vicinity of the blast. This dispersal of heated materials may lead to secondary fires of combustible materials that impact vital systems, or components, or cause injury.

Soot and smoke production and their effects on surrounding equipment and behaviors associated with the ignition and burning of secondary combustibles is not well understood at this time. Vaporized metal in the hot gasses expelled from the switchgear equipment could lead to additional short circuits and secondary arcing. A better understanding of the HEAF soot and smoke characteristics could provide insights on methods to prevent additional failures.

Application of water to the energized equipment may endanger the operator and use of extinguishing agents such as carbon dioxide (CO₂) may not completely extinguish the fire. Placement and robustness of the design of the suppression system must also be analyzed to evaluate any weaknesses. The reviews of actual HEAF fire events demonstrate that actual HEAF fire events tend to result in aggressive fires that can be difficult to suppress. Proper methods of extinguishing a fire in energized equipment and venting the products of combustion would be beneficial research.

Verteiler

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Referat RS I 3 Berlin (Sperling) 2 X gedruckt, 1 X digital

Bundesamt für Strahlenschutz

SK 2 (Dr. Berg) 3 X gedruckt, 1 X digital

Germanischer Lloyd

Klindt 3 X gedruckt, 1 X digital

Katzer 3 X gedruckt, 1 X digital

GRS

Abteilung 5050 (ROW) 22 X gedruckt, 1 X digital

Abteilung 5010 (VET, HAB) je 1 X digital

Abteilung 6030 (FRY) 1 X digital

GF, BL je 1 X digital

AL (MEM, POI) je 1 X digital

TECDO (ROP) 1 X digital

33 Exemplare gedruckt

14 Exemplare digital