

# Stuttgarter Hochspannungssymposium 2010

Modernes Design und zuverlässiger  
Betrieb von Komponenten  
des elektrischen Netzes

9. und 10. März 2010  
Filderhalle Stuttgart



---

*Institut für Energieübertragung  
und Hochspannungstechnik*



Wir danken für die freundliche Unterstützung von:



Partners in Power



# Stuttgarter Hochspannungssymposium 2010

Modernes Design und zuverlässiger  
Betrieb von Komponenten des  
elektrischen Netzes

9. und 10. März 2010  
Filderhalle Stuttgart

Veranstalter:  
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik  
Universität Stuttgart

Wissenschaftliche Tagungsleitung:  
Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

ISBN 978-3-00-030454-5

© 2010 Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik  
Pfaffenwaldring 47  
70569 Stuttgart

Redaktion: Yasemin Delen, Annette Gugel

Druck: Henkel GmbH Druckerei, 70499 Stuttgart

## **Inhaltsverzeichnis:**

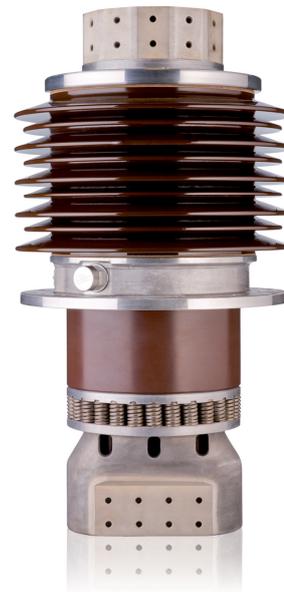
<b>Betriebssicherheit von Komponenten in Kernkraftwerken als Beitrag zur Versorgungssicherheit</b>	<b>23</b>
Jörg Michels, EnBW Kernkraft GmbH, Neckarwestheim	
<b>Diagnosekonzepte für Transformatoren – Möglichkeiten und Grenzen der Zustandsbewertung</b>	<b>37</b>
Manfred Stach, E.ON Engineering GmbH, Gelsenkirchen Guntmar Gunkel, Idea Metrology	
<b>Wie sicher können Ausfälle von Höchstspannungstransformatoren verhindert werden?</b>	<b>51</b>
Ulrich Sundermann, Amprion GmbH, Dortmund	
<b>Signifikante Kenngrößen für die Alterung des Isoliersystems von Leistungstransformatoren</b>	<b>59</b>
Maik Koch, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich	
<b>Effiziente Zuteilung knapper Wartungs- und Instandsetzungsressourcen an Leistungstransformatoren</b>	<b>73</b>
Markus Fischer, Universität Stuttgart Michael Schäfer, Reinhold Haug, EnBW, Stuttgart	
<b>Transformer Monitoring – Moving forward from Monitoring to Advanced Diagnostics</b>	<b>83</b>
Elisabeth MacKenzie, Brian Sparling, GE Energy, Kanada, UK	
<b>Erfolgreiche Schadensprävention durch Monitoring von Leistungstransformatoren</b>	<b>95</b>
Bartlomiej Dolata, Areva T&D, Mönchengladbach	
<b>Verbesserte TE-Diagnostik mittels synchroner Mehrkanal Messung</b>	<b>103</b>
Kay Rethmeier, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich	
<b>Möglichkeiten und Grenzen der vor-Ort TE-Messung</b>	<b>117</b>
Sebastian Coenen, Universität Stuttgart Sacha Markalous, Doble Lemke GmbH, Dresden	
<b>Besondere Anforderungen an Messimpedanzen für Teilentladungsmessgeräte durch transiente Vorgänge im Prüfsystem</b>	<b>129</b>
Volker Schmidt, Thomas Steiner, HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH	
<b>FRA – Ein neuer Standard zur Wicklungsdiagnose</b>	<b>143</b>
Maximilian Heindl, Universität Stuttgart Jochen Christian, René Wimmer, Siemens AG, Nürnberg	
<b>Novel application of vacuum technology in medium voltage</b>	<b>153</b>
Gerhard Salge, Dietmar Gentsch Andreas Brandt, ABB AG, Ratingen	

<b>Plug and Play, Anspruch oder Fiktion an die Hochspannungstechnik</b> Ruben Grund, Pfisterer Kontaktsysteme GmbH, Winterbach	<b>163</b>
<b>Optimierte Teilentladungsdetektion an Mittel- und Hochspannungskabeln</b> Sacha Markalous, M. Boltze, E. Lemke, Doble Lemke GmbH, Dresden	<b>169</b>
<b>Hochspannungs – Gleichstrom – Übertragung zur Netzintegration von Offshore Windparks</b> Raphael Görner, ABB AG, Mannheim	<b>183</b>
<b>Geafol – Transformatoren für Windkraftanlagen</b> Rudolf Hanov, Siemens AG, Kirchheim/Teck	<b>189</b>
<b>Der elektronisch gesteuerte Leistungstransformator – Ein neues Konzept für Gleichspannungsanwendungen</b> Ferdinand Lutz, IPL Technology GmbH Frank Hofmann, Areva T&D, Mönchengladbach	<b>197</b>
<b>Offshore Transformatoren – eine neue technische Herausforderung</b> Christian Schmied, Jörg Findeisen, Siemens AG, Dresden	<b>207</b>
<b>Die Kurzschlussfestigkeit von Leistungstransformatoren</b> Christoph Krause, Weidmann Electrical Technology AG, Schweiz	<b>215</b>
<b>Prevention of oil-filled transformer explosion: Design of efficient protections using numerical simulations</b> Guillaume Perigaud, Sergi Holding, Frankreich	<b>225</b>
<b>Verhalten von RIP-Hochspannungsdurchführungen bei schnellen Transienten</b> Michael Christen, ABB Schweiz AG, Micafil, Zürich	<b>239</b>
<b>VACUTAP® - Stufenschalter in Vakuumschalttechnologie – Lösungen für spezielle Anwendungen</b> Johannes Gebauer, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	<b>253</b>



ABB Micafil produziert innovative, qualitativ hochwertige Isolationskomponenten für den globalen Energietechnik-Markt.

Wir leisten hiermit einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren, effizienten und nachhaltigen Energieversorgung.







# Hermetiktransformatoren mit Bio-Öl



TRANSMISSION & DISTRIBUTION

T&D

## Von der Vision zur Wirklichkeit

- Leistungen bis 200 MVA
- Spannungen bis 245 kV
- Biologisch abbaubares Kühlmedium

**Wartungsarm · Zukunftsorientiert · Hohe Lebensdauer**

**AREVA Energietechnik GmbH**

**Bereich Schorch Transformatoren**

Rheinstraße 73 · D-41065 Mönchengladbach

Tel. (0 21 61) 9 44-0 · Fax (0 21 61) 944 490

[www.areva.com](http://www.areva.com)

**AREVA**



# Modernste Prüf- und Diagnosesysteme für die Energietechnik



Doble Lemke bietet seit über 20 Jahren modernste Prüf-, Diagnose- und Monitoringsysteme für die elektrische Energieversorgung.

Doble Lemke ist ein international tätiges Unternehmen. Um unseren Kunden den besten Service und Support vor-Ort zu bieten, unterhält Doble Lemke ein weltweites Netz an Vertriebspartnern. Unser Dienstleistungsangebot wie Beratungen, Prüfungen und Diagnosen runden das Angebot ab.

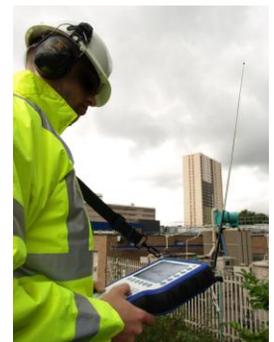
## Zum Leistungsspektrum von Doble Lemke gehören:

- Teilentladungsprüf- und Messtechnik
- Verlustfaktormesstechnik
- Schutzprüftechnik (IEC-61850 kompatibel)
- Hochspannungsprüfanlagen
- Doble Prüf- und Messtechnik (SFRA, ...)
- Sensorik



## Dienstleistungen / Prüfungen / Diagnose an:

- Transformatoren
- Kabeln
- Schaltanlagen
- rotierenden Maschinen



TOGETHER WE POWER THE WORLD®

[www.doble-lemke.eu](http://www.doble-lemke.eu)

### Doble Lemke GmbH

Zschoener Ring 9  
01723 Kesselsdorf  
Germany  
Tel.: +49 (0) 35204 / 3900 0  
Fax: +49 (0) 35204 / 3900 111  
E-Mail: [info@doble-lemke.eu](mailto:info@doble-lemke.eu)





## Kelman on-line and portable DGA products

maximise asset  
avoid catastrophic failures  
minimise O&M costs  
avoid unplanned outages



imagination at work

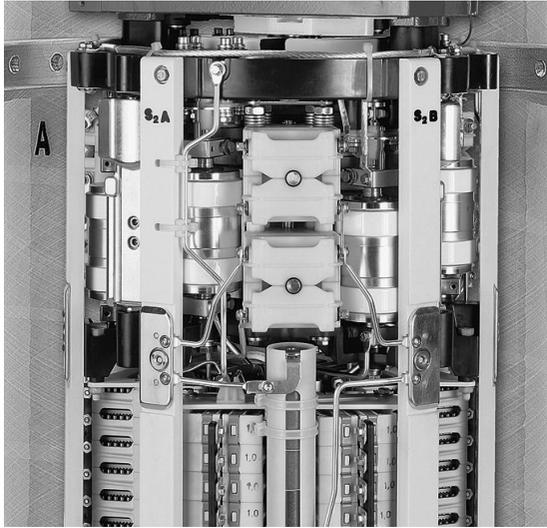
GE Energy

Kelman Products, Hölderlinstraße 58, 70193 Stuttgart Germany || Lissue Industrial Estate, Lissue Road, Lisburn, BT28 2RE, UK.  
t: +49 (0) 711 305 891 30 w: [www.kelman-eu.com](http://www.kelman-eu.com) e: [mail@kelman.co.uk](mailto:mail@kelman.co.uk)

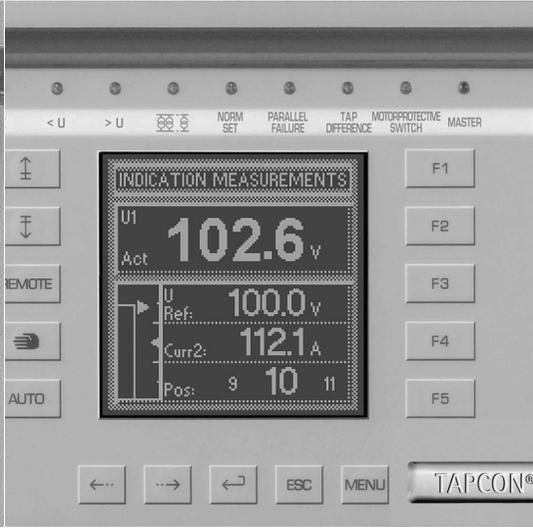




www.reinhausen.com



VACUTAP®



TAPCON®



MTraB®

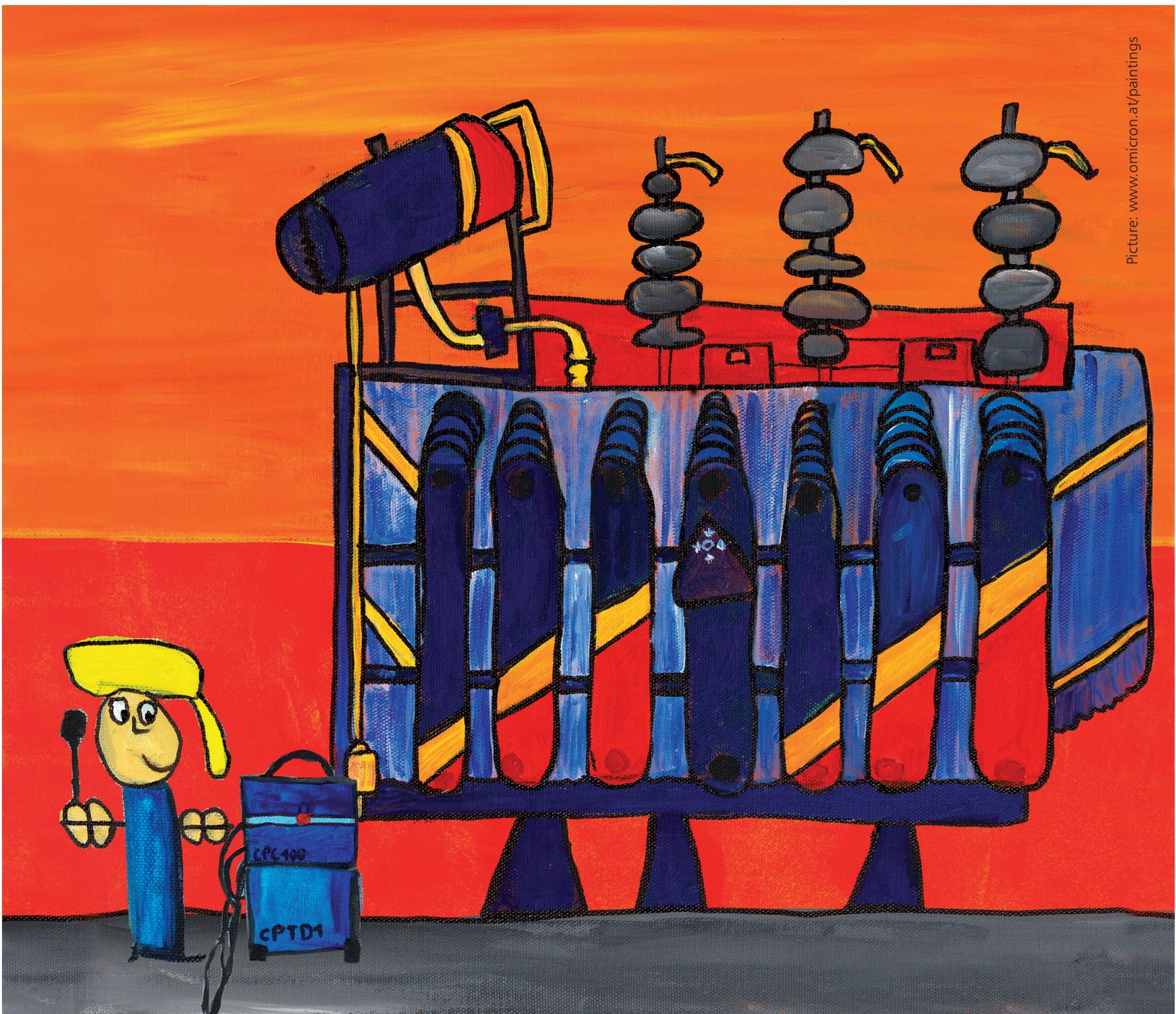
Leading Technology.  
Leading Quality.  
Leading you to Success.

Transformer Control Solutions powered by MR.

**Contact:**  
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH  
Falkensteinstrasse 8, 93059 Regensburg, Germany  
Phone: +49 941 4090-0, sales@reinhausen.com







Picture: www.omicron.at/paintings

# Transformatordiaggnose - eine bunte Palette an Lösungen

OMICRON hat eine bunte Palette von Diagnosegeräten für die Zustandsbestimmung von Transformatoren entwickelt:

Mit dem multifunktionalen **CPC-Prüf-system** lassen sich klassische elektrische Transformator-Prüfungen durchführen, wie etwa Übersetzungsverhältnis, Wicklungswiderstand, Kurzschlussimpedanz

sowie die Überprüfung des Schaltvorgangs des Stufenschalters. Aber auch dielektrische Prüfungen von Kapazität und Verlustfaktor ( $\tan \delta$ ) sind möglich.

Das kompakte **DIRANA** (Dielectric Response Analysis) erlaubt die zuverlässige Bestimmung des Feuchtigkeitsgehalts, während das **MPD 600** durch die Auf-

zeichnung und Analyse von Teilentladungen erste Hinweise auf ein bevorstehendes Versagen der Isolierung liefert.

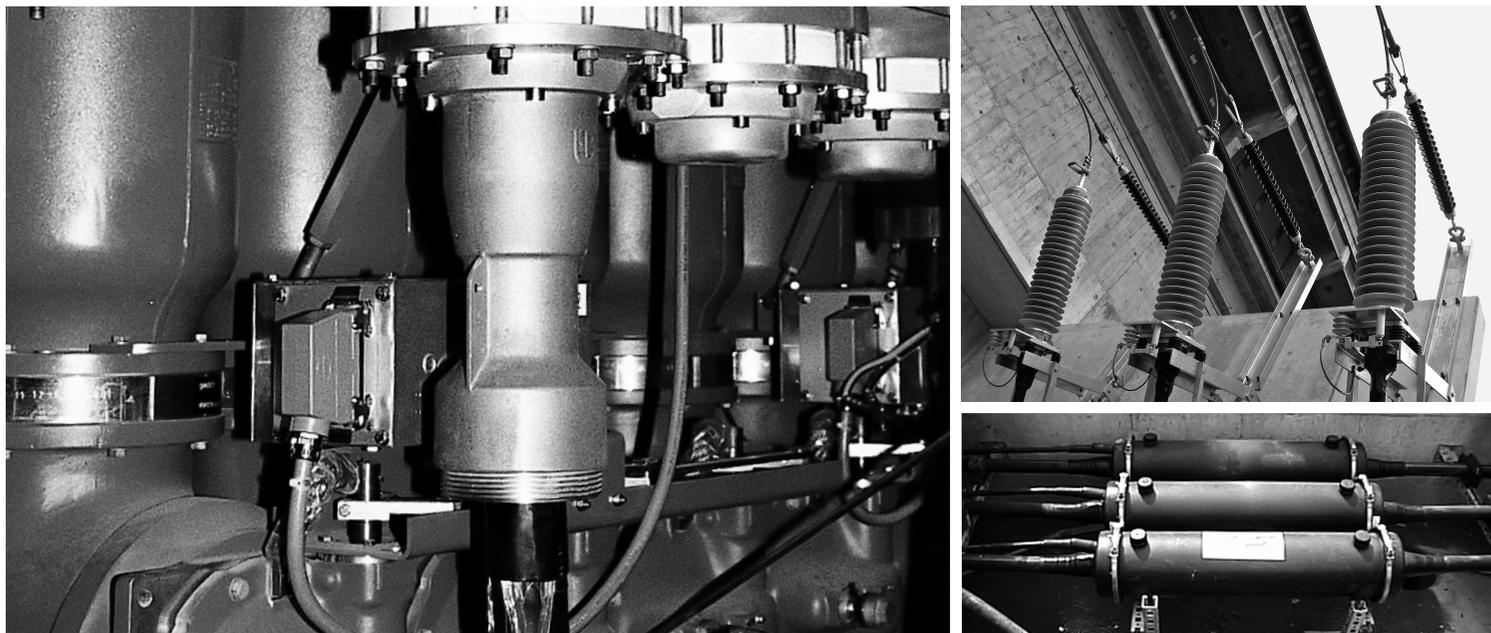
**Machen Sie sich selbst ein Bild** davon, welche Lösungen OMICRON für die Anforderungen in der Transformatordiaggnose bereithält.

Innovative Prüflösungen  
für die Energietechnik



OMICRON electronics GmbH | Oberes Ried 1 | 6833 Klaus | Austria | Tel.: +43 5523 507-0 | [www.omicron.at](http://www.omicron.at) | [info@omicron.at](mailto:info@omicron.at)





## Komponenten und Systeme für Mittel- und Hochspannungskabel bis 300 kV.

PFISTERER ist der Spezialist für Kontaktelemente und -systeme im Bereich von Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen. Über 80 Jahre Erfahrung sowie ein Gespür für Trends und Innovationen haben uns zu dem gemacht, wofür wir heute in vielen Bereichen stehen: Marktführer.

### **CONNEX. Trocken steckbares Anschluss-System für Mittel- und Hochspannungskabel.**

Das universelle Anschluss-System für Transformatoren und Schaltanlagen mit zahlreichen Varianten für die Spannungsebenen von 12 kV bis 245 kV.

### **IXOSIL-Kabelendverschlüsse mit Silikon-Isolierung.**

Die perfekte Lösung für den Freilufteinsatz. Darüber hinaus sind Ausführungen für Innenraumanwendungen sowie stützende Varianten sowohl mit Isolierfüllmasse als auch trocken verfügbar.

### **IXOSIL-Aufschiebe-Muffen aus Silikonkautschuk.**

Zur sicheren Verbindung von gleichen und unterschiedlichen Kupfer- oder Aluminiumleiterkabeln. Das Programm umfasst Varianten im Spannungsbereich von 72,5 kV bis 300 kV.

### **IXOLINE. Mit IXOSIL- oder CONNEX-Anschlüssen konfektionierte Kabel.**

Hohe Zuverlässigkeit bei niedrigem Zeit- und Kostenaufwand, da für die Installation keine Spezialwerkzeuge benötigt werden.

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH | Rosenstraße 44 | 73650 Winterbach  
Telefon 07181 7005 0 | Telefax 07181 7005 565 | [dialog@pfisterer.de](mailto:dialog@pfisterer.de) | [www.pfisterer.de](http://www.pfisterer.de)

# THE POWER CONNECTION

CABLE SYSTEMS | COMPONENTS | OVERHEAD LINES | RAILWAY CATENARY SYSTEMS



# Transformatoren von 50 kVA bis 1.000 MVA

## Alles aus einer Hand

- Wir sind für Sie da - von 400 V bis 525 kV
- Transformatoren jeglicher Bauart
- Mehr als 100.000 ausgelieferte Transformatoren
- Lieferung in mehr als 40 Länder



## Lieferprogramm

- Öltransformatoren bis einschließlich 1.000 MVA, Betriebsspannung bis 525 kV nach allen einschlägigen Normen und in Sonderausführung
- Regeltransformatoren mit Regellastschalter
- Gießharz-Transformatoren bis einschließlich 24 MVA und Nennspannung bis 36 kV
- Öl-Verteiltransformatoren
- Vario-Gehäuse für Gießharz-Transformatoren
- Längs- und Querregler
- Masttransformatoren
- Nullpunktbildner und Erdschlusslöschspulen
- Stromrichter- und Ofentransformatoren
- Schwingkreisreaktanzen, Ankopplung und Sperren für Tonfrequenzrundsteueranlagen
- Kompensationsdrosseln
- Compact-Stationen



Starkstrom-Gerätebau GmbH  
Ohmstraße 10  
D-93055 Regensburg

Tel +49 (0)941 7841-0  
Fax +49 (0)941 7841-439  
Email [sgb@sgb-trafo.de](mailto:sgb@sgb-trafo.de)  
[www.sgb-trafo.de](http://www.sgb-trafo.de)

Sächsisch-Bayerische  
Starkstrom-Gerätebau GmbH  
Ohmstraße 1  
D-08496 Neumark

Tel +49(0)3 76 00 83-0  
Fax +49(0)3 76 00 3414  
Email [sgb@sgb-neumark.de](mailto:sgb@sgb-neumark.de)  
[www.sgb-trafo.de](http://www.sgb-trafo.de)

Smit Transformatoren BV  
Groenestraat 336, P.O.Box 9107  
NL-6500 HJ Nijmegen

Tel +31 (0)24 356 8911  
Fax +31 (0)24 356 8764  
Email [sales@smit-trafo.nl](mailto:sales@smit-trafo.nl)  
[www.smittransformers.com](http://www.smittransformers.com)





## Sind alternative Energien die einzige Alternative?



QR-Code mit  
dem Handy  
scannen und  
mehr über unser  
Umweltportfolio  
erfahren.

**Mit unserem Umweltportfolio sorgen wir für weniger CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Energieerzeugung, -übertragung und -verbrauch.**

Ob in der Nutzung erneuerbarer Energien, in hocheffizienten Kraftwerken, beim verlustarmen Transport von Strom über weite Strecken oder in der energetischen Sanierung von Gebäuden: Mit dem größten Umweltportfolio der Welt helfen wir, Kosten und Emissionen zu senken. So haben unsere Kunden im Jahr 2009 insgesamt 210 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart.

[siemens.com/answers](http://siemens.com/answers)

**SIEMENS**





## **Betriebsicherheit von Komponenten in Kernkraftwerken als Beitrag zur Versorgungssicherheit**

Jörg Michels  
EnBW Kernkraft GmbH  
Kernkraftwerk Neckarwestheim  
j.michels@kk.enbw.com  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Oberste Prämisse beim Betrieb von Kernkraftwerken ist der sichere Betrieb. Er ist nicht nur Voraussetzung für die Akzeptanz der Kernkraftwerke in der Öffentlichkeit und für die Erfüllung behördlicher Vorgaben sondern auch für die verlässliche und planbare Verfügbarkeit des Kraftwerksparks und damit zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit der Stromversorgung.

Anhand von Beispielen werden die grundsätzlichen Herangehensweisen und Methoden zur langfristigen Gewährleistung des sicheren Betriebs beschrieben. Konkret werden die Grundlagen der Gewährleistung und Erhaltung der Qualität von Komponenten und Systemen durch die Instandhaltungsmaßnahmen spezifischer Überwachungssysteme von Kernkraftwerken übersichtlich vorgestellt. Einzelne Beispiele verdeutlichen deren Relevanz und geben einen Einblick in den Nutzen für den Erhalt der Verfügbarkeit und Sicherheit der Anlagen bzw. der Komponenten und Systeme in Kernkraftwerken. Abschließend wird gezeigt, wie stark die nationale und internationale Betriebserfahrung im Betrieb von Kernkraftwerken sowie aus Störungen in die operative Betriebsführung und Instandhaltung einfließen. Durch den Aufbau einer bundesweiten Datenbank zur Erfassung von Zuverlässigkeitsdaten von Komponenten wurde die Möglichkeit geschaffen, Trend- und Alterungsanalysen durchzuführen.

Der Erfolg der vielfältigen, aufeinander abgestimmten Maßnahmen zur Sicherstellung und Erhöhung der Betriebsicherheit von Komponenten in deutschen Kernkraftwerken zeigt sich unter anderem in einer auch im internationalen Maßstab sehr hohen Zeitverfügbarkeit der Anlagen und ihrem daraus resultierenden planbaren Beitrag zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit.

## 1 Einleitung

Die EnBW Kernkraft GmbH (EnKK) betreibt die Kernkraftwerke in Neckarwestheim (GKN I und GKN II) und Philippsburg (KKP 1 und KKP 2). Die vier Produktionsanlagen verfügen insgesamt über eine installierte elektrische Leistung von 4634 MW. Die vier Kernkraftwerke haben im Jahr 2009 über 34 Milliarden kWh Strom produziert; dies entspricht rund der Hälfte des Strombedarfs des Landes Baden-Württemberg.

Oberste Prämisse beim Betrieb von Kernkraftwerken ist der sichere Betrieb. Zu seiner Gewährleistung werden in Kernkraftwerken kontinuierlich und auch punktuell umfassende Sicherheitsbetrachtungen durchgeführt, in denen die drei Bereiche Mensch, Technik und Organisation die wesentliche Rolle spielen (Abbildung 1). Dies geschieht übergeordnet durch eine staatliche Kontrolle durch die Atomaufsicht des Landes Baden-Württemberg sowie im Rahmen der Durchführung von ganzheitlichen Sicherheitsüberprüfungen (SÜ), die nach bundesgesetzlichen Vorgaben [1] im Rhythmus von zehn Jahren durchzuführen sind und die das Sicherheitsniveau eines Kernkraftwerks ermitteln. Ergänzend dazu wurde im Rahmen von sogenannten OSART (Operational Safety Review Team)-Missionen der Internationalen Atomenergiebehörde (IAEA) die Betriebsführung der Kernkraftwerke der EnBW in einem transparente Verfahren überprüft [2, 3].

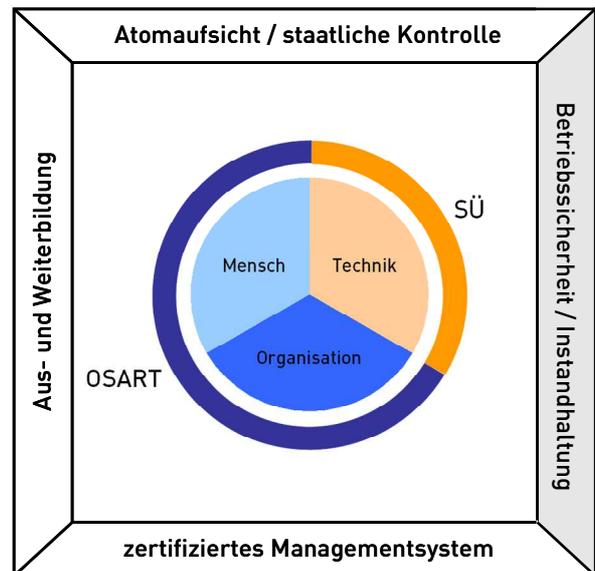


Abbildung 1: Kernkraftwerkssicherheit

Der sichere Betrieb eines Kernkraftwerks ist nicht nur Voraussetzung für die Akzeptanz der Kraftwerke in der Öffentlichkeit sondern auch für die verlässliche und planbare Verfügbarkeit des Kraftwerksparks und damit zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit der Stromversorgung. Dabei zeichnen sich deutsche Kernkraftwerke durch eine im internationalen Maßstab hohe Zeitverfügbarkeit aus, in der sich neben vergleichsweise kurzen Revisionszeiten auch die hohe Betriebsicherheit der Komponenten und Systeme widerspiegelt. So erreichte das bereits 1976 in Betrieb gegangene Kernkraftwerk GKN I im Jahr 2009 eine Zeitverfügbarkeit von 94,94 %, das Kernkraftwerk GKN II, das 1989 den kommerziellen Leistungsbetrieb aufnahm und damit das neueste Kernkraftwerk in Deutschland ist, einen praktisch identischen Wert von 94,83 %.

## 2 Betriebssicherheit und Instandhaltungsstrategien

*Betriebssicherheit von Komponenten* ist ein Oberbegriff für den störungsfreien und anwendungssicheren Betrieb von Komponenten. Damit ist die Betriebssicherheit von Komponenten dadurch gekennzeichnet, dass Komponenten während der Betriebsdauer eine

störungsfreie Funktion aufweisen und von ihrem bestimmungsgemäßen Einsatz keine Gefahr für den Anwender ausgeht.

Komponenten in Kernkraftwerken dienen bei unterschiedlichstem bestimmungsgemäßen Einsatz entweder nur der Energieversorgung oder sowohl der Energieversorgung als auch der Sicherheit oder nur der Sicherheit. Zum besseren Verständnis des bestimmungsgemäßen Einsatzes der Komponenten sind einige Bemerkungen zum Prinzip von Auslegung und Sicherheit der Kernkraftwerke erforderlich.

### 2.1 Prinzipien von Auslegung und Sicherheit von Kernkraftwerken

Kernkraftwerke sind großtechnische Produktionsanlagen zur Stromversorgung. Ihr Vorteil ist vor allem die große Energieausbeute bei geringem Einsatz von Kernbrennstoff und niedrigster CO<sub>2</sub>-Emission. Eine Herausforderung stellen die im Betrieb gebildeten radioaktiven Stoffe dar, deren Freisetzung so zu verhindern ist, dass praktisch kein Risiko für die Bevölkerung entsteht. Dies wird durch eine sicherheitstechnische Auslegung der Kernkraftwerke erreicht, die auf drei Barrieren (Brennstabhüllrohre, druckführende Umschließung, Sicherheitsbehälter) beruht. Zum Schutz dieser Barrieren sind vierfach gestaffelte Maßnahmen vorhanden. Diese sind so aufgebaut, dass bei Ausfall der Maßnahmen einer Stufe die der nächsten wirksam werden. Jede Stufe repräsentiert wieder ein breites Spektrum von Maßnahmen, was gebräuchlicherweise durch den Begriff „Sicherheitsebene“ gekennzeichnet wird. Die zum Schutz der Barrieren vorhandenen Maßnahmen sind durch Komponenten ausgebildet, die Barrieren selbst stellen ebenfalls Komponenten dar bzw. setzen sich aus mehreren Komponenten zusammen.

In der Sicherheitsebene 1 sind es die hoch qualitativen, für die Zweckbestimmung des Normalbetriebs erforderlichen Komponenten und die Maßnahmen, die deren hohe Qualität gewährleisten. Angesprochen sind hier vor allem die Maßnahmen der vorbeugenden und ausfallbedingten Instandhaltung. Als Sicherheitsebene 2 sind spezielle, durch Komponenten ausgebildete Regeleinrichtungen vorhanden, durch die Störungen der für den Normalbetrieb erforderlichen Komponenten begrenzt werden. Zusammen mit den Maßnahmen der ersten Sicherheitsebene dienen sie der Vermeidung von größeren Störungen beim bestimmungsgemäßen Betrieb zur Energieversorgung durch die Kernkraftwerke. Als Sicherheitsebene 3 sind es durch Komponenten ausgebildete Einrichtungen hoher Zuverlässigkeit, durch die größere Störungen infolge definierter Ausfälle in den Sicherheitsebenen 1 und 2 sicher beherrscht werden. Als weitere vierte Sicherheitsebene sind dann noch durch Komponenten gebildete Einrichtungen zusammen mit Maßnahmen vorgesehen für sehr seltene Ereignisse bzw. Zustände, die über diese Störungen hinausgehen.

### 2.2 Praktische Aspekte der Betriebssicherheit von Komponenten in Kernkraftwerken

Komponenten sind somit im Kernkraftwerk für vier unterschiedliche Arten von bestimmungsgemäßen Einsätzen vorhanden. Sie sind eingesetzt für

- / den Normalbetrieb (Sicherheitsebene 1),
- / den anormalen Betrieb (Sicherheitsebene 2),
- / die sichere Beherrschung von Störungen (Sicherheitsebene 3),
- / sehr seltene über Störungen hinausgehende Ereignisse und Zustände (Sicherheitsebene 4).

Der Fokus der in diesem Beitrag vorgestellten Maßnahmen zur Sicherstellung und Erhöhung der Betriebssicherheit liegt auf den beiden erstgenannten Sicherheitsebenen. Dabei darf aber nicht verkannt werden, dass die Versorgungssicherheit ebenso erfordert, dass die Betriebssicherheit der Komponenten der Ebenen 3 und 4 gegeben sein muss. Ansonsten sind behördliche Eingriffe zu erwarten, die zumindest zu längeren Stillstandszeiten führen können.

Wie eingangs dargestellt ist Betriebssicherheit wesentlich dadurch gekennzeichnet, dass Komponenten bei ihrem Einsatz eine störungsfreie Funktion aufweisen. Für die Komponenten mit Einsatz bei Normalbetrieb und anormalem Betrieb ergeben sich belastbare Aussagen durch die Möglichkeiten der Betriebsüberwachung und der kontinuierlich anfallenden Betriebserfahrung, z.B. aus der Instandhaltung. Da für größere Störungen bzw. darüber hinausgehende Ereignisse und Zustände bei Kernkraftwerken Betriebserfahrung so gut wie überhaupt nicht vorhanden ist, können hier Aussagen zur Betriebssicherheit der entsprechenden Komponenten immer nur auf einzelnen eingeschränkten Funktionsprüfungen, Simulationen mit punktuell validierten Rechenmodellen und Forschungs- bzw. Entwicklungsvorhaben beruhen. Dabei liegt es in der Natur der Sache, dass auch erweiterte Anstrengungen kaum zu mehr belastbaren Aussagen führen werden. Um so mehr wird daher getan, die Betriebssicherheit bei den Komponenten zum Normalbetrieb und anormalen Betrieb noch weiter zu erhöhen. So wird einerseits die Zuverlässigkeit der Energieversorgung noch weiter erhöht und gleichzeitig werden Störungen noch zuverlässiger vermieden.

### 2.3 Instandhaltungsstrategien in Kernkraftwerken

Unter *Instandhaltung* werden allgemein alle technischen und administrativen Maßnahmen während des Lebenszyklus einer Komponente oder eines Systems zur Erhaltung des funktionsfähigen Zustands einschließlich der Wiederherstellung dieses Zustands bei Ausfall, z.B. durch Reparatur oder Austausch, verstanden. Zu den Grundmaßnahmen der Instandhaltung gehören Inspektion (WKP, Sichtprüfungen, Diagnoseverfahren), Wartung (Einstellarbeiten, Reinigung, Schmierung), Instandsetzung (Ausbesserung, Austausch, Reparatur) und Betriebserfahrungsrückfluss. Dabei zielt der Erfahrungsrückfluss auf die Verbesserung der Betriebssicherheit und die Vorbeugung vor Komponenten- und Systemausfällen ab. Dazu zählt auch die Verbesserung von Betriebsabläufen.

Bei der Instandhaltung ist zwischen vorbeugender und ausfallbedingter Instandhaltung zu unterscheiden. Ziel in beiden Fällen ist die langfristige Gewährleistung der einsatzgerechten Funktion von Komponenten und Systemen. Die vorbeugende Instandhaltung dient der rechtzeitigen Feststellung eines sich anbahnenden Funktionsverlusts und erfolgt zeitorientiert oder zustandsorientiert; die ausfallbedingte Instandhaltung dient der Wiederherstellung der Funktion bei aufgetretenem Funktionsverlust.

#### / Vorbeugende Instandhaltung

Die vorbeugende Instandhaltung verfolgt das Ziel, die Funktion von Komponenten und Systemen in der für den bestimmungsgemäßen Betrieb erforderlichen Qualität zu erhalten. Sie setzt dabei auf vorbeugende Maßnahmen wie Inspektionen und Wartungen, um gegebenenfalls vor Auftritt eines Fehlers Maßnahmen ergreifen zu können. Dabei erfolgen die Maßnahmen der vorbeugenden Instandhaltung entweder zeitorientiert, d.h. gemäß eines

definierten Zeitplans, wie es beispielsweise bei den wiederkehrenden Prüfungen (WKP) der Fall ist, oder es kommen zustandsorientierte Maßnahmen zur Anwendung, die sich an definierten Änderungen von Material- und komponentenbezogenen Parametern orientieren. Abbildung 2 zeigt die prinzipielle Vorgehensweise bei der vorbeugenden Instandhaltung.

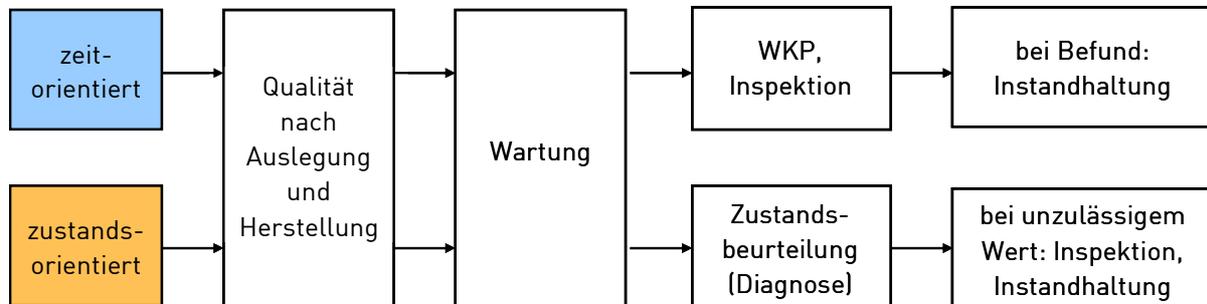


Abbildung 2: Vorbeugende Instandhaltung:  
Prinzipielle Vorgehensweise bei der Erhaltung der Qualität

*Zeitorientierte Instandhaltung* erfordert in erster Linie eine Festlegung von geeigneten Inspektionsintervallen. Die Festlegung der Zeitintervalle erfolgt aufgrund der Wichtigkeit und der möglichen betrieblichen Schädigung sowie auf Basis von betrieblichen Erfahrungen und Auswertung früherer betrieblicher Schädigungen. Bei der zeitorientierten Instandhaltung erfolgt neben der Ermittlung des Zustandes auch ein präventiver Austausch von Bauteilen oder Komponenten innerhalb fester Zyklen.

Eine *zustandsorientierte Instandhaltung* ist möglich, wenn ein Schädigungszustand durch die Ergebnisse von Inspektionsverfahren und Diagnostik-Messungen ausreichend genau beschrieben werden kann. Da eine betriebliche Schädigung in gewissem Umfang zugelassen wird, sind praktisch immer die Auswirkungen der Schädigungen wie beispielsweise Schwergängigkeit von Spindeln, Wandabtrag oder Anrisse zu überwachen. Da oft nur indirekte Größen wie Kraft, Stromsignal, Schwingung oder Wanddicke erfasst werden können, ist eine eindeutige Zuordnung der Messgröße zum Komponentenzustand unumgänglich.

Das Programm zur vorbeugenden Instandhaltung im Kernkraftwerk ist im so genannten Instandhaltungshandbuch (IHB) des Kraftwerks festgeschrieben. Details zu Einzelmaßnahmen wie zu wiederkehrenden Prüfungen (WKP) und zur Überwachung sind im Prüfhandbuch (PHB) beschrieben. Die Festlegung der in IHB und PHB beschriebenen Maßnahmen folgt dabei den Anforderungen in den deutschen Regelwerken, insbesondere denen des kerntechnischen Ausschusses (KTA), den Herstellerempfehlungen, den langjährigen Betriebserfahrungen sowie dem Erfahrungsrückfluss aus anderen Anlagen und den Aufsichtsverfahren der Behörden.

### / Ausfallbedingte Instandhaltung

Die ausfallsbedingte Instandhaltung greift immer dann, wenn ein Funktionsverlust von Komponenten oder Systemen eingetreten ist und korrigiert den Funktionsverlust durch Reparatur oder Instandsetzung oder Austausch. Dadurch wird die Funktion in der für den bestimmungsgemäßen Einsatz erforderlichen Qualität wieder hergestellt.

## 2.4 Betriebsverhalten von Komponenten (Badewannenkurve)

Das Betriebs- bzw. Ausfallverhalten von Komponenten kann bekanntlich in der Diagrammdarstellung einer sogenannten Badewannenkurve veranschaulicht werden. Abbildung 3 zeigt die drei Phasen des Lebenszyklus einer Komponente. Die Ausfallrate  $\lambda$  ist zu Beginn des Lebenszyklus (Phase I) und am Ende (Phase III) besonders hoch, während sie Phase II vergleichsweise niedrig und recht konstant ist.

In Phase I, d.h. zu Betriebsbeginn, führen Konstruktions-, Produktions- und Werkstoffmängel häufig zu Frühausfällen. Die Ausfallrate in Phase II ist durch belastungsverursachte Zufallsausfälle bestimmt. Zum Ende der Lebensdauer treten in Phase III langsam ansteigend verstärkt Ausfälle auf, die sich hauptsächlich auf Alterung und zunehmenden Verschleiß zurückführen lassen. Durch systematisches Alterungsmanagement sowie Diagnose- und Analysemaßnahmen und Wartungsmaßnahmen im Rahmen der Instandhaltung ist es möglich, den Beginn von Phase III gezielt zu verzögern.

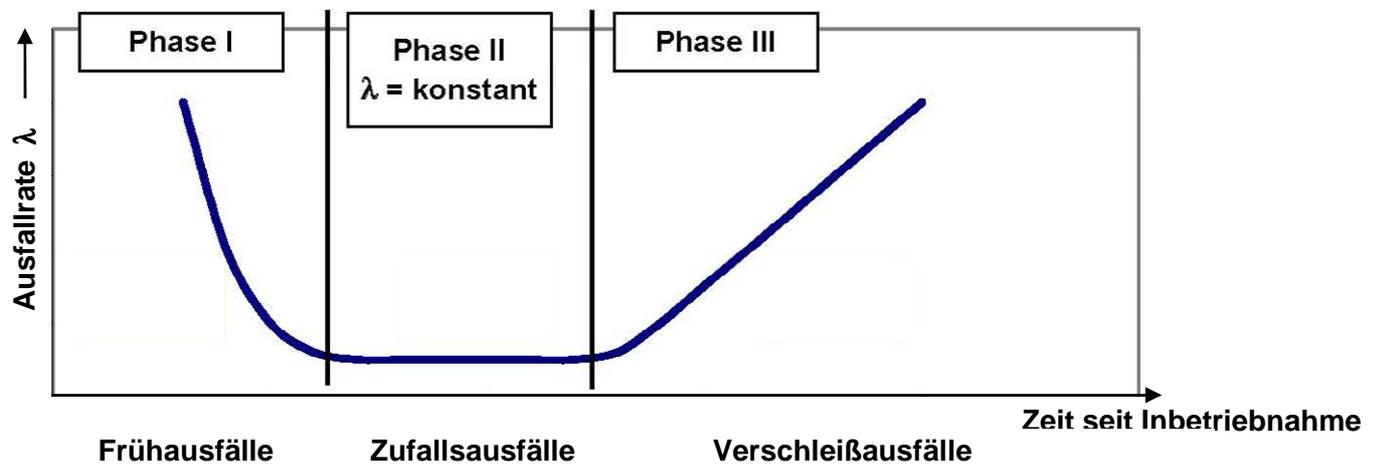


Abbildung 3: Beiträge zum Komponentenversagen (Badewannenkurve)

## 3 Betriebsüberwachung bzw. vorbeugende Instandhaltung im Kernkraftwerk

### 3.1 Bausteine der Betriebsüberwachung

Die Betriebssicherheit einer Anlage ist einerseits von der Verfahrenstechnik, d.h. der Fahrweise der Anlage inklusive der Steuerung, andererseits von der Qualität der relevanten Komponenten im Betrieb abhängig. Bei der Bestimmung der vorhandenen Qualität sind die möglichen betrieblichen Schädigungsmechanismen zu berücksichtigen. Die Kenntnisse über die Schädigungsmechanismen wiederum sind Voraussetzung zur sinnvollen Auswahl der technischen Maßnahmen zur Betriebsüberwachung (Abbildung 4).

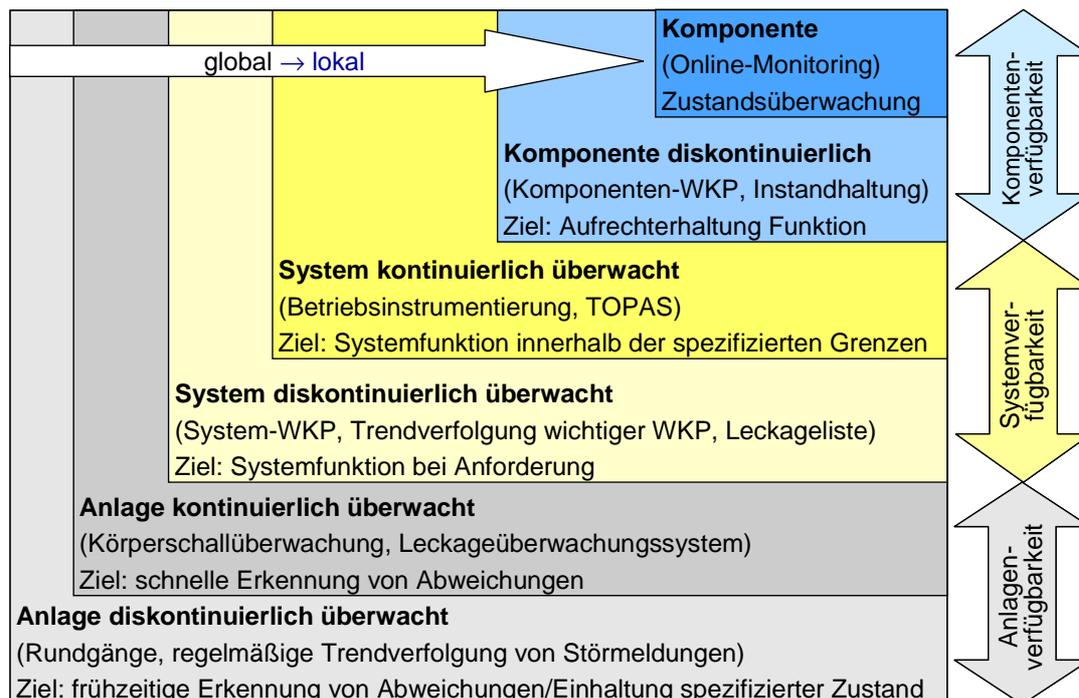


Abbildung 4: Bausteine der Betriebsüberwachung

### 3.2 Überwachungssysteme

Tabelle 1 zeigt eine vereinfachte Übersicht über die in einem Kernkraftwerk zu überwachenden Einrichtungen und ausgewählte Überwachungssysteme. Das Spektrum der verfügbaren Instrumente der Komponentenüberwachung erstreckt sich dabei von Anlagenrundgängen durch das Betriebspersonal mit akustischen und optischen Zustandsprüfungen über den Einsatz softwaregestützter Armaturendiagnosesysteme bis hin zur Erprobung neuer Erkenntnisse aus Wissenschaft und Technik. Nachfolgend werden einige dieser Überwachungssysteme vorgestellt.

Was wird überwacht?	Warum wird überwacht?	Wie wird überwacht?
<b>Komponenten</b> › Pumpen › Armaturen › Rohrleitungen › Armaturen	› Funktion › Zustand › Integrität	› Rundgänge mit akustischer und optischer Inspektion › Wiederkehrende Prüfungen (mit Trendverfolgung)
<b>Systeme</b> › sicherheitswichtige (siwi) › verfügbarkeitsrelevante › sonstige Systeme	› Systemfunktion bei Anforderung › Systemfunktion bei Betrieb	› Ausfall mit aktiver oder passiver Erkennung › Betriebsinstrumentierung › Sonderinstrumentierung
<b>Anlage insgesamt</b> › Leckagen › Sauberkeit	› Anlagenzustand › Integrität › Aktivitätsrückhaltung	› Auswertung über TOPAS › Online-Monitoring mit Trendverfolgung (SiPlug)
<b>Gebäude</b>	› Zustand	› Neuronale Netze

Tabelle 1: Komponenten und Überwachungssysteme in einem Kernkraftwerk

### / Körperschallüberwachungssystem KÜS

Das Körperschallüberwachungssystem ist ein betriebliches Informationssystem und dient zur Detektion und Ortung loser, d.h. lockerer oder abgelöster Teile im Reaktorkühlsystem. Es ist ein kontinuierlich messendes System zum frühzeitigen Erkennen von Anomalien im Körperschall, das durch das Anschlagen loser Teile hervorgerufen wird. Die Effektivwerte der gemessenen Körperschallsignale werden in einem festgelegten Frequenzbereich (Hörbereich) überwacht. Beim Überschreiten bestimmter Schwellwerte werden Alarmmeldungen ausgelöst und die Signale aller Überwachungskanäle aufgezeichnet. Das Körperschallüberwachungssystem hat betriebliche, jedoch keine sicherheitstechnischen Aufgaben zu erfüllen. Es dient der Früherkennung von bereits eingetretenen bzw. sich anbahnenden Schäden.

### / Trafo-Monitoring

Aufgrund von aktuellen nationalen und internationalen Vorkommnissen bei Transformatoren in Kernkraftwerken befasst sich die EnBW Kernkraft GmbH mit der weiteren Entwicklung der Überwachung und Prüfung von Transformatoren. Ziel dieser Aktivitäten ist, erweiterte Informationen über den Zustand von Transformatoren mit Hilfe von geeigneten Monitoringsystemen zu erhalten und Ausfälle von Transformatoren zu vermeiden. Hierbei wird der Zustand von Maschinentransformatoren, Eigenbedarfstransformatoren, Reservenetztransformatoren und Notstromtransformatoren untersucht. Da bei den meisten Fehlern Wasserstoff entsteht, stellt die H<sub>2</sub>-Überwachung die Basislösung einer kontinuierlichen Überwachung dar.

Gas-in-Öl-Monitoring und Öl-Monitoring sind aber nur Teil einer Gesamtbeurteilung eines Transformators. Nach Indikation einer Messwertveränderung (Überschreiten eines Warnwertes) ist eine zeitnahe Verifizierung durch Experten erforderlich. Weitere elektrische Messungen und Prüfungen und eine visuelle Inspektion gehören ebenso dazu. Dazu zählen beispielsweise das Monitoring für Oberspannungsdurchführungen der Maschinentransformatoren sowie der Stufenschalter in Maschinen-, Eigenbedarfs- und Reservenetztransformatoren und das Monitoring für externe Systemkomponenten (z.B. Kühlanlagen).

Die beschriebenen Maßnahmen zur Zustandsüberwachung und -bewertung sind geeignet, sich langsam anbahnende Ereignisse vorherzusagen und Aussagen über den integralen Alterungszustand von Transformatoren zu liefern. Sich schnell anbahnende Fehler können von anderen Schutzeinrichtungen wie Buchholzrelais oder Transformatordifferenzschutz zuverlässig erfasst werden.

### / Armaturen- und Antriebsdiagnosesystem SIPLUG

Auf Basis von Wirkleistungsmessungen kann durch moderne Analyseverfahren der technische Zustand von Armaturen zuverlässig diagnostiziert werden. Eine solche zustandsorientierte Instandhaltung von Armaturen auf Basis modernster Diagnosetechnik reduziert den Prüf- und Instandhaltungsaufwand. Das Armaturen- und Antriebsdiagnosesystem SIPLUG dient der Wirkleistungsmessung zur Beurteilung elektrischer und mechanischer Eigenschaften von Antrieben und Armaturen. SIPLUG ermöglicht so eine Diagnose von motorgetriebenen Antrieben und Armaturen während des

Leistungsbetriebes sowie automatische Trendanalysen und die Visualisierung des Zustands von Antrieben und Armaturen.

Das Diagnoseprinzip von SIPLUG nutzt die Proportionalität von elektrischer Wirkleistung und mechanischem Moment beim Verfahren einer Armatur (Abbildung 5). SIPLUG befindet sich

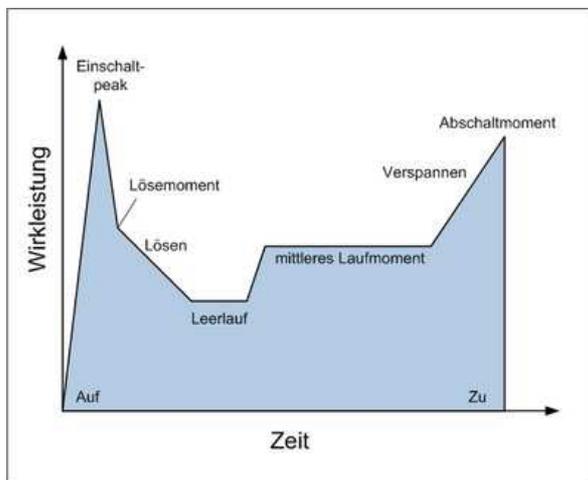


Abbildung 5: SIPLUG- Wirkleistungsmessung

solange im Stand-by Modus, bis die Armatur betätigt wird. Dann aktiviert sich SIPLUG selbsttätig, misst während des Verfahrens der Armatur Strom, Spannung und Steuerparameter und berechnet daraus die Wirkleistung. Bei einer Kalibrierung wird der funktionale Zusammenhang von Wirkleistung und mechanischem Moment ermittelt. Dieses Prinzip erlaubt es dann bei jedem späteren Verfahren der Armatur während des Leistungsbetriebes sogar Reibbeiwerte und Spindelkräfte automatisch zu berechnen.

#### / Nutzung neuronaler Netze

Die wesentliche Grundlage für eine vorbeugende Wartung und Instandhaltung ist, sich anbahnende Störungen möglichst frühzeitig zu erkennen und somit rechtzeitig vor Ausfall die geeigneten Maßnahmen zu ergreifen. Mit Hilfe von Algorithmen von neuronalen Netzen können gesammelte historische Messwerte mit aktuellen Systemparametern verknüpft werden und so anhand bestimmter Muster frühzeitig Veränderungen detektiert werden. Eine erste Versuchsreihe im Rahmen einer wissenschaftlichen Untersuchung an schwingungsüberwachten Lagern mit dem Ziel der Früherkennung sich anbahnender Lagerschäden verlief erfolgversprechend.

## 4 Nutzung von Betriebserfahrung und Erfahrungsrückfluss

Die Betriebserfahrung ist kennzeichnend für den Betriebsablauf einer technischen Einrichtung oder Anlage. Als gängiger Beurteilungsmaßstab für die Betriebserfahrung werden in erster Linie unplanmäßig im Betrieb aufgetretene Ereignisse und Befunde herangezogen. In der Technik wird sie genutzt, um die Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit und Sicherheit der eingesetzten Einrichtungen bzw. Komponenten zu verbessern. Dies umfasst auch, Daten für quantitative Zuverlässigkeitsanalysen und probabilistische Sicherheitsanalysen zu ermitteln.

Repräsentative Betriebserfahrung fällt am meisten für die Einrichtungen bzw. Komponenten an, die dauerhaft betrieben werden. Dies sind beim Kernkraftwerk alle Einrichtungen bzw. Komponenten, die für den bestimmungsgemäßen Betrieb, d.h. für die Energieversorgung, vorhanden sind. Störfälle bzw. darüber hinausgehende Ereignisse sind bei Kernkraftwerken sehr bzw. extrem selten. Für die dafür vorhandenen Sicherheitseinrichtungen bzw. Komponenten fällt damit unmittelbar keine Betriebserfahrung an. Hier wird in erster Linie

auf die Erfahrung aus Funktionsprüfungen zurückgegriffen, durch die die Sicherheitseinrichtungen in regelmäßigen Zeitabständen erprobt werden. Bei sachgemäßer Übertragung kann nicht nur die eigene Betriebserfahrung eines Kernkraftwerks aus dem bestimmungsgemäßen Betrieb zusammen mit der Erfahrung aus den Funktionsprüfungen genutzt werden, sondern es kann auch die Betriebserfahrung anderer Kernkraftwerke mit herangezogen werden, um noch weiter die Störungsanfälligkeit zu reduzieren und die Beherrschung von Störfällen und darüber hinausgehender Ereignisse durch die Sicherheitseinrichtungen zu verbessern. Denn die Sicherheitseinrichtungen sind aus gleichen Komponenten wie die betrieblichen Einrichtungen aufgebaut, genügen aber z.T. erhöhten Qualitäts- und Prüfanforderungen.

Betriebserfahrung fällt in einem Kernkraftwerk in großem Umfang an. Es bestehen nationale und internationale Kriterien, nach denen Betriebserfahrung behördlich zu melden ist. Dies betrifft aber nur den geringsten Teil der anfallenden Ereignisse, durch die die Betriebserfahrung der Kernkraftwerke in Deutschland gekennzeichnet ist. Sicherheitstechnisch gesehen beziehen sich die meldepflichtigen Ereignisse im Wesentlichen nur auf die Meldekriterien geringer Bedeutung. Die große Masse der Ereignisse der Betriebserfahrung wird anlagenintern nach vorgegebenen Prozessen erfasst, ausgewertet und als interner Erfahrungsrückfluß genutzt.

### **4.1 Nutzung der Erfahrung aus meldepflichtigen Ereignissen**

Wichtige Erkenntnisse zur Betriebssicherheit von Komponenten und Systemen ergibt sich aus den national und international meldepflichtigen Ereignissen in Kernkraftwerken. Jedoch gelten dafür national und international unterschiedliche Kriterien. Ohne vertiefte fachliche Auswertung ist aus den nationalen und internationalen Meldungen jedoch die Notwendigkeit und Dringlichkeit von Sicherheitsverbesserungen für andere Kernkraftwerke nicht erkennbar. Auch die Kriterien der international eingeführten Bewertungsskala reichen dafür nicht aus und gelten ausschließlich für die betroffene Anlage. Denn diese Bewertungsskala wurde in erster Linie dafür geschaffen, um die Bevölkerung objektiv und schnell über die Bedeutung von Ereignissen zu informieren, die in einzelnen kerntechnischen Anlagen aufgetreten sind.

In Deutschland ist die Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) in Abstimmung mit den für die Genehmigung und Aufsicht von Kernkraftwerken zuständigen Bundesländern beauftragt, die national und international gemeldeten Ereignisse auszuwerten und die Notwendigkeit und Dringlichkeit von Sicherheitsverbesserungen für die Kernkraftwerke in Deutschland zu ermitteln. Ihre Erkenntnisse fasst die GRS in sogenannten Weiterleitungsnachrichten zusammen, die an alle Bundesländer verteilt werden. Diese holen sich dazu Stellungnahmen von Kernkraftwerken ihres Zuständigkeitsbereichs und ihrer Sachverständigenorganisation ein. Die letztlich durchgeführten Änderungen bei den Kernkraftwerken werden von den Bundesländern der GRS mitgeteilt, die diese zentral auswertet und in einem Bericht in etwa jährlichem Abstand zusammenfasst.

Ebenfalls werden Weiterleitungsnachrichten von der GRS zu den ihr für die Kernkraftwerke in Deutschland bekannt gewordenen neueren sicherheitsrelevanten Erkenntnissen aus Forschung und Entwicklung erstellt.

#### 4.2 Zentrale Zuverlässigkeits- und Ereignisdatenbank (ZEDB)

Die aus Funktionsausfällen, Mängeln und Abweichungen resultierende und in sogenannten Störmeldungen erfasste, nicht meldepflichtige Betriebserfahrung fließt direkt über einen im Kernkraftwerk abgebildeten Prozess an die zuständigen Fachabteilungen und von dort zurück in den Betrieb der Anlage. Wie Abbildung 6 zeigt, wird darüber hinaus diese Betriebserfahrung für erweiterte Analysen genutzt.

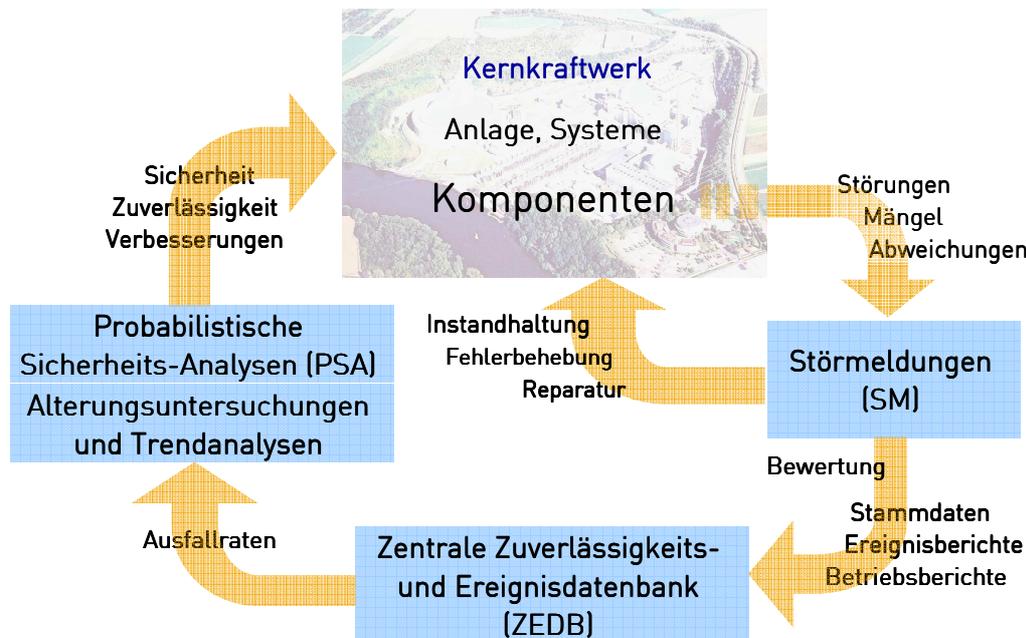


Abbildung 6: Nutzung des Erfahrungsrückflusses aus Störmeldungen

Gemäß der Empfehlung der deutschen Reaktorsicherheitskommission (RSK) vom November 1988 [4] sollen Zuverlässigkeitsdaten neben deren anlagenspezifischen Ermittlung auch in zentraler Weise erfasst und gespeichert werden. In Umsetzung dieser RSK-Empfehlung wurde von den Betreibern die zentrale Erfassung und Sammlung von Zuverlässigkeitsdaten beschlossen und dazu eine anlagenübergreifende zentrale „Zuverlässigkeits- und Ereignisdatenbank“ (ZEDB) eingerichtet, in der die Ereignisdaten der beteiligten Anlagen erfasst und ausgewertet werden. Durch das anlagenübergreifende Vorgehen wird die statistische Signifikanz anlagenspezifischer Zuverlässigkeitsdaten in Verbindung mit Daten ähnlicher Komponenten, welche einer möglichst großen Anzahl anderer vergleichbarer Anlagen entstammen, wesentlich erhöht. Die resultierenden Daten reflektieren den aktuellen technischen Stand und die Betriebserfahrung der beteiligten Kernkraftwerke für verfahrenstechnische und elektrische Komponenten.

Die Komponenten werden nach ihren grundlegenden technischen Eigenschaften in sogenannten generischen Komponentenprototypen zusammengefasst. Die ZEDB ermöglicht derzeit die Datensammlung für 14 Komponentenprototypen:

- / Mechanische Komponenten wie Wärmetauscher, Pumpe, Armatur, Gebläse, Verdichter und Behälter;
- / Elektrische Komponenten wie Leistungsschalter, Transformator, statischer Umformer, Batterie, Sammelschiene, Notstromaggregat und rotierender Umformer;

### / Leittechnische Komponenten wie Steuerelemente.

Um die Komponentenprototypen und die gemäß ZEDB-Komponentenprototypenabgrenzung zugehörigen Betriebsmittel hinsichtlich ihrer Auslegung und betrieblichen Rahmendaten näher spezifizieren zu können, wurde jeder Prototyp neben der Angabe seines Identifikationskennzeichens aus dem Kraftwerk-Kennzeichen-System über eine Anzahl von Aspekten (technische Merkmale wie beispielsweise Komponententyp, Hersteller, Fördermedium, Antriebsart, Nenndurchsatz, Nennförderhöhe etc.) charakterisiert. Die Zusammenstellung der Aspekte erfolgt derart, dass in sich homogene Komponentenpopulationen zur Ermittlung der Zuverlässigkeitsdaten gebildet werden können. Die Vorgehensweise ist im Handbuch zur ZEDB-Datenerfassung [5] beschrieben.

Die ZEDB wird im Auftrag und unter Verantwortung der Technischen Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V. (VGB) koordiniert, wobei zur fachlichen Steuerung ein Lenkungskreis aus Vertretern der Betreiber eingesetzt wurde. An der ZEDB sind alle deutschen Kernkraftwerke sowie die Kernkraftwerke Borssele (Niederlande) und Gösgen-Däniken (Schweiz) beteiligt. Alle Anlagen erfassen und bewerten ihre Betriebserfahrung und stellen die Daten in qualitätsgesicherter Form der zentralen ZEDB-Datenbank zur Verfügung.

Die zentrale ZEDB-Datenbank wurde ursprünglich im Auftrag der VGB bei Siemens/KWU eingerichtet und wird heute in Verantwortung von AREVA NP betrieben.

Die Datenbank umfasst derzeit rund 18.000 Komponenten und ist damit eine der größten im Kernkraftwerksbereich weltweit. Neben der Ermittlung von Zuverlässigkeitskenngrößen zur Anwendung in probabilistischen Sicherheitsanalysen, mit denen integrale Sicherheitsbewertungen für Kernkraftwerke und Zuverlässigkeitsbewertungen von Teilsystemen durchgeführt werden, eröffnet die Datenbank für die Zukunft möglicherweise gezielte Trendanalysen, Alterungsuntersuchungen und die Bestimmung von Raten für gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA).

## 5 Zusammenfassung

Anhand ausgewählter Beispiele wurden die vielschichtigen Konzepte und Maßnahmen dargestellt, mit denen in Kernkraftwerken der zuverlässige Betrieb von Komponenten und Systemen über die gesamte Betriebszeit der Kraftwerke sichergestellt und nach Möglichkeit weiter erhöht wird. Neben regelmäßigen Begehungen mit optischer und akustischer Überwachung durch das Anlagenpersonal gehören dazu auch moderne softwaregestützte Überwachungseinrichtungen von Betriebsparametern von Komponenten sowie die Nutzung neuester Erkenntnisse und Methoden aus Wissenschaft und Forschung. Durch den Aufbau einer bundesweiten Datenbank zur Erfassung von Zuverlässigkeitsdaten von Komponenten wurde die Möglichkeit geschaffen, Trend- und Alterungsanalysen durchzuführen.

Der Erfolg der vielfältigen, aufeinander abgestimmten Maßnahmen zur Sicherstellung und Erhöhung der Betriebsicherheit von Komponenten in deutschen Kernkraftwerken zeigt sich unter anderem in einer im internationalen Maßstab sehr hohen Zeitverfügbarkeit der Anlagen und ihrem daraus resultierenden Beitrag zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit von elektrischer Energie in der Bundesrepublik Deutschland.

## Literatur

- [1] *Leitfäden zur Durchführung von Periodischen Sicherheitsüberprüfungen (PSÜ) für Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland*, Bundesanzeiger 1997, Nr. 232a (1997)
- [2] International Atomic Energy Agency (IAEA): *Report of the OSART (Operational Safety Review Team) Mission to Philippsburg-2 Nuclear Power Plant Germany*, IAEA-NSNI/OSART/06/126 (2006)
- [3] International Atomic Energy Agency (IAEA): *Report of the Operational Safety Review Team (OSART) Mission to the Neckarwestheim Nuclear Power Plant Germany*, IAEA-NSNI/OSART/07/142F (2009)
- [4] Deutsche Reaktorsicherheitskommission (RSK): *Abschlussbericht über Ergebnisse der Sicherheitsüberprüfung der Kernkraftwerke der Bundesrepublik Deutschland durch die RSK, Empfehlung der RSK von ihrer 238. Sitzung am 23.11.1988*; Bundesanzeiger 1989, Nr. 47a (1989)
- [5] AREVA NP: *Handbuch zur ZEDB-Datenerfassung, Version 4.2.*, Hrsg. VGB (2006)



## **Diagnosekonzepte für Transformatoren- Möglichkeiten und Grenzen der Zustandsbewertung**

**Manfred Stach**  
E.ON Engineering GmbH  
Manfred.stach@eon-  
engineering.com  
Germany

**Guntmar Gunkel**  
Idea Metrology  
idea.gumeasure@t-online.de  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Gemäß Energiewirtschaftsgesetz sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, daß die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind die allgemeinen Regeln der Technik, insbesondere die VDE-Vorschriften zu beachten. Die Anwendung geeigneter Diagnosekonzepte ist somit vorgegeben.

Die hierfür verfügbaren Diagnoseverfahren und Maßnahmen erstrecken sich von der visuellen Inspektion bis hin zu On-line-Überwachungen. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen periodisch durchzuführende Maßnahmen und ereignisorientierte Sondermaßnahmen. Für eine ausreichende und zuverlässige Diagnose haben sich als periodisch durchzuführende Verfahren neben Sicht- und Funktionskontrollen, die Gas-in-Öl-Analyse, Furan-Analyse, chemisch / physikalische Öluntersuchungen, C-/ tan delta Messungen an Durchführungen sowie die Stufenschalterinspektion bewährt. On-line-Überwachungseinrichtungen können diese Verfahren unterstützen.

Diagnosekonzepte sind geeignet sowohl die Betriebstüchtigkeit, als auch sich langsam entwickelnde Fehler festzustellen. Ebenso wird eine integrale Alterungsbestimmung ermöglicht. Dagegen ist die Bestimmung des zeitlich genauen Endes der Lebensdauer und die Vorhersage und Vermeidung von sich spontan entwickelnden Fehlern mit derzeitigen verfügbaren Diagnoseverfahren nicht möglich.

## 1. Einleitung

Die Aufrechterhaltung und Gewährleistung der Versorgung verschiedener Anlagen und Komponenten mit elektrischer Energie ist maßgeblich von der Zuverlässigkeit von Transformatoren abhängig. Die Zuverlässigkeit wird bereits beim Transformatorenhersteller durch Qualitätssicherungselemente beeinflusst.

Für den Betrieb von Transformatoren ist es Ziel, diese Zuverlässigkeit zu erhalten oder Abweichungen frühzeitig zu erkennen. Hierzu sind geeignete Diagnosekonzepte erforderlich. Der sinnvolle Umfang von Überwachung und Zustandsbewertung ist vom einzelnen Transformator abhängig. Neben Verfügbarkeitskriterien, Wirtschaftlichkeitsaspekten, Größe, Bauart und Betriebsalter ist auch die aktuelle Zustandsbewertung für den Umfang der Überwachung und Diagnosen maßgeblich.

Grundsätzlich ist ein Diagnosekonzept so auszulegen, daß die technische Sicherheit beim Betreiben der Transformatoren gewährleistet ist.

## 2. Anforderung an Diagnosekonzepte

Die Anwendung von geeigneten Diagnosekonzepten für Energieanlagen der Energieversorger ist eine vorgegebene Maßnahme. Das Energiewirtschaftsgesetz vom 07.07.2005(zuletzt geändert 26.03.2007) hat den Zweck, einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leistungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität. Im §49 ist zu den Anforderungen an Energieanlagen u. a. aufgeführt:

1) Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, daß die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorsorglich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

2) Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. eingehalten worden sind.

Insbesondere mit der Veröffentlichung der VDE 0109 werden die Anforderungen an Diagnosekonzepten beschrieben und in einem Auswahlkatalog Maßnahmen/Diagnoseverfahren genannt. Unter anderem gehört zur Zielsetzung dieser Norm der:

- Personenschutz
- Sachschutz
- Umweltschutz

Sowie die Funktionssicherheit und Werterhaltung.

Neben dem Feststellen der Betriebstüchtigkeit ist das Erkennen von sich langsam entwickelnden Fehlern ebenso zielgerichtet, wie die Bewertung des integralen Alterungszustandes. Für eine strategische Asset-Planung sind alle vorgenannten Kenntnisse unerlässlich. Diese lassen sich mit derzeitigen Diagnoseverfahren erzielen.

Dagegen lassen sich heute spontan entwickelnde Fehler oder Ausfälle weder vorhersehen noch vermeiden.

### 3. Diagnoseverfahren / Maßnahmen

Die derzeitig verfügbaren Diagnoseverfahren und Maßnahmen zur Zustandsbewertung erstrecken sich von der visuellen Inspektion bis zum On-Line-Monitoringsystem. Die mögliche Anwendung ist vom Betriebszustand des Transformators abhängig.

<b>Diagnoseverfahren / Maßnahme</b>	<b>In Betrieb</b>	<b>Außer Betrieb</b>
Visuelle Inspektion	X	X
Funktionskontrolle	(X)	X
Impedanzmessung		X
Übersetzungsmessung		X
Isolationsmessung		X
Kapazitätsmessung		X
tan delta-Messung		X
Thermovisionsmessung	X	
Endoskopie		X
Ölanalysen (chemisch/physikalisch)	X	X
Gas-in-Öl-Analysen	X	(X)
Furananalysen	X	X
Bestimmung Polimerisationsgrad		X
FDS-Messung		X
PDC-Messung		X
TE-Messungen (elektrisch/akustisch)		X
FRA-Messung		X
RVM-Messung		X



## 4. Diagnosekonzept der E.ON Engineering

Als bewährtes System zur Zustandsbewertung hat sich folgende Kombination von Maßnahmen herausgestellt:

- Erfassen von Basisdaten / Nullmessungen
- Erfassen von Meßgrößen (während des Betriebes)
- Diagnose (während des Betriebes)
- Diagnose (bei Betriebsunterbrechung)

### **Erfassen von Basisdaten / Nullmessungen**

Bei der Neufertigung von Transformatoren werden im Prüffeld des Transformatorenherstellers umfangreiche Messungen und Prüfungen durchgeführt. Die Erfahrung zeigt, daß es sinnvoll ist, im Rahmen von Abnahmeprüfungen, größtmögliche Daten zu erfassen. Bei großen Leistungs-Öltransformatoren empfiehlt es sich, bis auf die Prüfung der Kurzschlußfestigkeit, alle in der DIN EN 60076-1 unter Stück-, Typ- und Sonderprüfungen aufgeführten Maßnahmen durchzuführen. Hier sind die Erwärmungsmessung, FRA- Messung und die C-/ tan delta- Messung an den eingebauten kapazitiv gesteuerten Durchführungen eingeschlossen.

Damit läßt sich ein bestmöglicher Datenumfang als Referenz für später im Betrieb durchzuführende Diagnoseverfahren oder Messungen realisieren.

### **Erfassen von Meßgrößen während des Betriebes**

Neben den Schutzeinrichtungen wie Buchholzschutz (Strömung), Lastschalterschutz oder Differentialschutz, die beim Ansprechen zur sofortigen Abschaltung des Transformators führen, werden zahlreiche Meßgrößen erfaßt und bei Grenzwertüberschreitung signalisiert. Diese zeigen weitgehend das Überschreiten von Grenzwerten an d.h. die Fehler werden nach dem Störungseintritt gemeldet. Ein frühzeitiges Erkennen ist oftmals nicht möglich.

Beim Ansprechen eines oder mehrerer Grenzwerte sind weitere Maßnahmen wie zusätzliche Messungen oder Diagnosen zur Zustandsbewertung erforderlich.

### **Diagnose während des Betriebes**

Die visuelle Inspektion wird an allen Transformatoren regelmäßig durchgeführt. Der Inspektionsintervall ist anlagenspezifisch unterschiedlich. In Kraftwerken werden diese Kontrollen in der Regel täglich durchgeführt. Äußere Beschädigungen, Öl- oder



### **Diagnose bei Betriebsunterbrechung**

Befindet sich der Transformator im abgeschalteten Zustand, können sämtliche zur Verfügung stehende Diagnoseverfahren angewendet werden. In Abhängigkeit von den vorhandenen Erkenntnissen und Ereignissen muß auch unter wirtschaftlichen und ergebnisorientierten Aspekten die jeweilige ergänzende Maßnahme gewählt werden.

Als regelmäßige Diagnose wird die C-/ tan delta Messung an kapazitiv gesteuerten Durchführungen angewendet. Der routinemäßige Untersuchungsintervall an unauffälligen Durchführungen beträgt hierbei vier bis sechs Jahre. Dies gilt unabhängig von der eingesetzten Technologie auch für RIP-Durchführungen.

Funktionsprüfungen an Schutz-, Steuer, und Überwachungseinrichtungen sowie Kühleinrichtungen werden ebenso regelmäßig durchgeführt wie die Inspektion an Laststufenschaltern. Der Inspektionsintervall beträgt sechs Jahre. Eine Inspektion in Folge von hohen Schaltzahlen wird in der Regel nicht erreicht.

Für ausgewählte große und ältere Maschinentransformatoren wird zur Absicherung der routinemäßigen Zustandsbewertung und Lebensdauerbewertung zusätzlich eine einmalige ergänzende Diagnostik angestrebt. Diese beinhaltet folgende Messungen:

- Wicklungswiderstände
- Übersetzung
- C-tan delta Messung Trafo
- Kurzschlussimpedanz
- Isolationswiderstände
- FDS-Analyse
- Frequenzganganalyse

Ergeben sich bei Reparaturen oder Verschrottungen Möglichkeiten zum Zugang zur Papierisolation, so empfiehlt sich eine Papierprobeentnahme zur Bestimmung des Polymerisationsgrades. Die Ergebnisse geben Hinweise auf den Alterungszustand der Papierisolation und lassen Korrelationen zur Furan-Analyse zu.

## 5. Möglichkeiten und Grenzen der Zustandsbewertung

### Aktivteil / Gas-in-Öl-Analyse

Bei der durch Alterung und elektrische und thermische Fehler verursachte intermediäre Bildung von Methyl- und Methylen- Gruppen, die als Fragmente im Mineralöl bereits enthalten sind, führen Folgereaktionen, sog. Rekombinationen, beispielsweise zur Bildung von Wasserstoff, Methan und Ethan. Da diese Reaktionen permanent stattfinden, lassen sich die dann als gelöste Gase im Öl befindlichen Zersetzungsprodukte eindeutig nachweisen und charakterisieren. Die Höhe und der zeitliche Verlauf der Konzentration der verschiedenen gelösten Gase gibt Rückschlüsse auf den Zustand des Transformators.

Aus der energetischen Betrachtung der Bildung von Alkanen, Alkenen und Alkinen lassen sich recht einfach die hierfür erforderlichen Reaktionsbedingungen ableiten, so daß mögliche Fehler im Transformator erkannt werden können. Bei Temperaturen von über 500°C ist die Bildung von Ethen gegenüber Ethan bevorzugt. Die Bildung von Ethin erfordert Temperaturen von 800 bis 1200°C, wobei ein schneller Temperaturrückgang erforderlich ist. Dagegen führen Teilentladungen mit geringer Energie zu vermehrter Wasserstoffbildung.

Als Leitfaden für die Bewertung der analysierten Gase werden Quotienten gebildet. Die Auswertung der Quotienten nach z.B. Rogers, Schliesing oder IEC basiert auf den jeweiligen Erfahrungen bzw. statistisch ermittelten Fakten.

Unabhängig von den Ergebnissen durch die Gasquotientenregel, ist es ratsam wegen der vielen, meist nicht in den Analysen dargestellten Betriebsbedingungen des Transformators, eine individuelle Bewertung durchzuführen.

Die Gas-in-Öl-Analyse erlaubt somit konkrete Aussagen zur Betriebstüchtigkeit eines Transformators. Mögliche thermische oder elektrische Fehler können erkannt werden. Je nach Indikation können ergänzende Diagnoseverfahren veranlaßt werden. On-line-Überwachungen unterstützen dieses Diagnoseverfahren, insbesondere hinsichtlich der zeitnahen Bewertung. Als ergänzende und aussagefähige Verfahren ist die Widerstands- und Übersetzungsmessung zu nennen. Hier können sowohl Kontaktierungsfehler, Teilleiterunterbrechungen als auch Windungsschlüsse detektiert werden. Die TE-Messung ist als weiteres ergänzende Verfahren zu nennen. Durch die weiterentwickelte Vor-Ort-Prüftechnik ist das Verfahren grundsätzlich anwendbar, wird jedoch derzeit von uns als nicht bevorzugtes Verfahren eingestuft. Neben den relativ hohen Anforderungen an das Prüfequipment und dem Prüfaufbau wird die Aussagekraft zur Ableitung von Betriebsentscheidungen als nicht immer eindeutig gesehen. Zum einen liegen oftmals keine Referenzwerte vor. Hier gestaltet sich die Festlegung von zulässigen Grenzwerten als schwierig da die TE-Aktivität für Betriebstransformatoren erfahrungsgemäß sehr

unterschiedlich sein kann. Zum anderen ist für eine aussagefähige Teilentladungsmessungen die eindeutige Lokalisierung der TE-Quelle in Verbindung mit Designkenntnissen erforderlich.

#### Isolierflüssigkeit / Untersuchung nach DIN EN 60422

Bei der routinemäßigen Isolieruntersuchung werden folgende Ölparameter erfaßt:

- Durchsicht
- Trübung
- Fremdstoffe
- Farbe und Aussehen
- Brechungsindex
- Neutralisationszahl
- Grenzflächenspannung
- Dielektrischer Verlustfaktor
- Wassergehalt
- Durchschlagspannung
- Inhibitorgehalt

Die hier aufgeführten Qualitätsmerkmale der Routineuntersuchungen werden für die Gesamtbeurteilung in Abhängigkeit der unterschiedlichen Anforderungen an Transformatoren ausgewertet. Die regelmäßige Untersuchung wird in einem Lebenslauf aufgeführt, der die Veränderungen der einzelnen Parameter dann anzeigt. Die Betriebstüchtigkeit und der Alterungszustand des Isolieröles können damit bestimmt werden.

#### Alterung der Papierisolation / Furan-Analytik, Gas-in-Öl-Analyse, DP-Werte

Die Ermittlung der Furan-Derivat-Konzentrationen im Isolieröl ergänzt die Gas-in-Öl-Analytik.

Diese sind:

- 2-Furfurol (2FAL)
- 5-Hydroxymethyl-2-furfural (5HMF)
- 5-Methyl-2-furfural (5MEF)
- 2-Furfuryllkohol (2FOL)
- 2-Acetylfuran (2 ACF)

und lassen Rückschlüsse auf die Zersetzung der Papierisolation zu. Wenn bereits erste Hinweise durch die Gas-in-Öl-Analytik gegeben sind, können die Befunde der so auffällig gewordenen Transformatoren durch die Bestimmung der Furan-Derivate erhärtet werden.

Die Furanbildung beginnt bei Temperaturen größer 100°C und endet in einer vollständigen Zersetzung des Cellulosepolymerisates zu Kohlenstoffmonoxid, -dioxid und Wasser. Als

Nebenreaktion findet eine Umsetzung zu Kohlenwasserstoffgasen sowie von Furan-Derivaten statt. Die im Isolieröl ermittelten Konzentration ausgewählter Furanderivate erlaubt Rückschlüsse auf den oxidativen Abbau der Celluloseisolation. Bei der Beurteilung der Furan-Derivate stellt sich das 2-FAL als empfindlichstes und frühzeitig erfassbares Leitparameter dar. Die Messergebnisse werden ebenfalls in einem Lebenslauf erfasst und bewertet. Es ist zu beachten, dass durchgeführte Ölaufbereitungsprozesse, insbesondere mit Vakuumbehandlung, zu starken Veränderungen der Furan-Konzentrationen führen.

Die Furan-Analyse ist somit eine Zwischengröße zur Bestimmung des Polymerisationsgrades des Papierisolation (DP-Wert). Dieser ist letztlich ein Maß für die Zugfestigkeit der Papierisolation und damit entscheidend für die Betriebstüchtigkeit des Transformators. Durch die im Wicklungsaufbau nicht homogenen physikalischen und chemischen Beanspruchungen stellen die Analysewerte lediglich Mittelwerte dar. Diese können jedoch als integrale Bewertung zur Alterung der Papierisolation herangezogen werden. Erste Untersuchungsergebnisse aus systematisch entnommenen Papierproben ausgebauter Transformatoren zeigen einen Zusammenhang zur Furananalyse. Dabei wurden für die minimalen DP-Werte, Werte um ca. 150 geringer als die für die mittleren DP-Werte ermittelten. Gegenüber einem DP-Wert von ca. 1000 für Neutrafos kann man gemäß Auswertung das Lebensdauerende bei einem DP-Wert  $< 150 - 200$  annehmen. Die zugehörigen 2-FAL-Werte liegen von 1 ppm für auffällig bis 4 ppm für beginnend kritisch.

V. g. Verfahren lassen eine gute Alterungsbestimmung zu. Eine Vorhersage zur Bestimmung des zeitlich genauen Lebensdauerendes ist derzeit jedoch nicht möglich. Dies ist durch die sehr komplexen Zusammenhänge und den wechselnden Betriebsbeanspruchungen begründet.

#### Wicklungsdeformation / FRA-Analyse, Kurzschlußimpedanz

Als ergänzendes Diagnoseverfahren können die FRA-Analyse und die Messung der Kurzschlußimpedanz zur Detektion von Wicklungsverformungen herangezogen werden. Grundsätzlich lassen sich damit Wicklungsverformungen feststellen. Eine Diagnose im Nachgang zu einem Kurzschlußereignis und die damit verbundene Feststellung der Betriebstüchtigkeit gestaltet sich jedoch oftmals als schwierig. Für die Bewertung der Kurzschlußimpedanz ist gemäß DIN EN 60076-5 abhängig von der Scheinleistung eine Abweichung von  $\pm 2\%$  zulässig. Es empfiehlt sich diese Messung im Zusammenhang mit der Frequenzgang-Analyse durchzuführen. Arbeitsgruppen bei Cigre und IEC haben Anforderungen zum Messequipment und Messaufbau definiert, um reproduzierbare Messergebnisse zu erzielen. Dennoch ist die Interpretation der Ergebnisse nach wie vor schwierig und erfüllt derzeit noch nicht die gewünschte Empfindlichkeit. Am ehesten lassen

sich durch Messungen in Vergleichsverfahren wie z.B. Phasenvergleich, Typvergleich und zeitbasierter Vergleich Hinweise erzielen.

#### Durchführungen / C- / tan delta Messungen

Über den Meßanschluß an kapazitiv gesteuerten Durchführungen lassen sich aussagefähige C- / tan delta Messungen realisieren. Bei der Durchführung dieser Messung ist neben einer gereinigten Isolatoroberfläche auch auf die Wetterverhältnisse zu achten. So ist z.B. keine Reproduzierbarkeit bei Luftfeuchtigkeiten > 90% oder und Lufttemperaturen < 5°C zu erzielen. Des weiteren sind die Werte zum Vergleich auf 20°C umzurechnen. Die Korrekturfaktoren für die tan delta- Bestimmung ist bei OIP und RIP- Durchführungen unterschiedlich zu berücksichtigen. Als Richtwerte für OIP und RIP können 0,5% für tan delta und eine Kapazitätsabweichung von +3% herangezogen werden. Soweit vorhanden können durchführungsspezifische Kenntnisse wie Anzahl der Steuerbeläge etc. berücksichtigt werden. Als sinnvolle Ergänzung hat sich die on-line Überwachung der Kapazitäten entwickelt. Diese kann durch den Spannungsvergleich zwischen Meßanschluß- und Systemspannung realisiert werden. Dagegen wird die DGA-Analyse an Durchführungen mit Zurückhaltung betrachtet. Zwar gib die DIN EN 60599 Hinweise zur Interpretation gelöster Gase in Durchführungen, die Erfahrungen hierbei liegen jedoch weit hintern denen für Trafoöle. Darüber hinaus erfordert die Ölprobeentnahme an Durchführungen höchste Ansprüche und bringt immer ein zusätzliches Risiko durch Öffnen des relativ kleinen, geschlossenen und dielektrisch hoch beanspruchten Ölraumes. Aus der Praxis läßt sich in der Regel kein Erfordernis hierfür ableiten, kann jedoch in Einzelfällen hinzugezogen werden.

#### Schutz-, Steuereinrichtungen, Kessel und Armaturen / Sicht und Funktionskontrolle

Die regelmäßige Durchführung von Sicht- und Funktionskontrollen stellt für diese Komponenten eine ausreichende Überwachung dar. Korrosionsschutzschäden oder Ölleckagen können frühzeitig erkannt werden. Die Funktionssicherheit wird bei den Schutz- und Steuereinrichtungen durch die Funktionskontrolle nachgewiesen.

#### Stufenschalter / Sicht-, Funktionskontrollen, Stufenschalterinspektion, Monitoring

Neben den während des Betriebes regelmäßig durchgeführten Sichtkontrollen werden abhängig von der Zeitdauer oder Schaltzahlen Stufenschalterinspektionen durchgeführt. Hierbei werden alle elektrischen und mechanischen Verschleißteile geprüft und befundabhängig ersetzt. Die Ölfüllung wird unabhängig vom Zustand und Stufenschaltertyp obligatorisch regelmäßig erneuert. Die kontinuierliche oder regelmäßige

Isolieröluntersuchung, insbesondere hinsichtlich Durchschlagspannung und Feuchte ist somit nicht erforderlich. Wenn in Einzelfällen die Ölanalyse durchgeführt werden soll, so ist auf Grund der geringen Ölmenge und der i.d.R. langen Ölentnahmerohrleitung, auf einen ausreichenden Ölstand zu achten. Die Funktionssicherheit und Betriebstüchtigkeit wird mit v. g. Maßnahmen sichergestellt.

Der ergänzende Einsatz von Stufenschalter-Monitoringsystemen ist für eine verbesserte kontinuierliche Überwachung sinnvoll. Zum einen lassen sich durch die kontaktzugeordnete Summenstromerfassung Aussagen über den Kontaktabbrand ableiten welche zur Vorbereitung der Stufenschalterinspektion genutzt werden können. Zum anderen lassen sich durch die Drehmomenterfassung des Motorantriebes Veränderungen des mechanischen Belastungsprofils der einzelnen Phasen bei Umschaltvorgängen aufzeigen. Im Vergleich zur Referenzmessung lassen sich hier Richtwerte zur Signalisierung parametrieren.

## **6. Zusammenfassung**

Gemäß Energiewirtschaftsgesetz sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, daß die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind die allgemeinen Regeln der Technik, insbesondere die VDE-Vorschriften zu beachten. Die Anwendung geeigneter Diagnosekonzepte ist somit vorgegeben.

Die hierfür verfügbaren Diagnoseverfahren und Maßnahmen erstrecken sich von der visuellen Inspektion bis hin zu On-line-Überwachungen. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen periodisch durchzuführende Maßnahmen und ereignisorientierte Sondermaßnahmen. Für eine ausreichende und zuverlässige Diagnose haben sich als periodisch durchzuführende Verfahren neben Sicht- und Funktionskontrollen, die Gas-in-Öl-Analyse, Furan-Analyse, chemisch / physikalische Öluntersuchungen, C-/ tan delta Messungen an Durchführungen sowie die Stufenschalterinspektion bewährt. On-line-Überwachungseinrichtungen können diese Verfahren unterstützen.

Diagnosekonzepte sind geeignet sowohl die Betriebstüchtigkeit, als auch sich langsam entwickelnde Fehler festzustellen. Ebenso wird eine integrale Alterungsbestimmung ermöglicht. Dagegen ist die Bestimmung des zeitlich genauen Endes der Lebensdauer und die Vorhersage und Vermeidung von sich spontan entwickelnden Fehlern mit derzeitigen verfügbaren Diagnoseverfahren nicht möglich.

## 7. Literatur

- 1) Gunkel, Füser, Stach; Leistungstransformatoren - Sicherheit und Zuverlässigkeit in Betrieb, VWEW Fachtagung 2009
- 2) Prof. Dr. Leibfried, Diagnoseverfahren zur Zustandsbewertung an Transformatoren; E.ON Engineering Trafotage 2009
- 3) Ditz, Stach, Diagnosekonzepte für Transformatoren, E.ON Engineering 2009
- 4) VDE V 0109, Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen



## **Wie sicher können Ausfälle von Transformatoren verhindert werden?**

**Ulrich Sundermann**  
Amprion GmbH  
ulrich.sundermann@amprion.net  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Transformatoren stellen eine Kernkomponente im Höchstspannungsübertragungsnetz dar. Obwohl sich diese Betriebsmittel durch hohe Verfügbarkeit und geringe Fehlerraten auszeichnen, sind Transformatoren durch spektakuläre Ausfälle ins Blickfeld der Öffentlichkeit geraten. In diesem Beitrag wird der Frage nachgegangen, ob Ausfälle von Transformatoren verhindert werden können. Hierzu wird zunächst der Ausfallmechanismus an Hand eines Lebensdauermodells beschrieben. Die Auswertung einer Schadenstatistik zeigt, dass ca. 50% aller Schäden vorzeitig erkannt werden. Bezüglich der nicht erkannten Schäden werden die Fehlerursachen dargestellt und die betroffenen Transformatorkomponenten bestimmt. Schwerpunkt des Beitrags ist die Diskussion von Diagnoseverfahren, die im Rahmen der Online-Überwachung Anwendung finden. Abschließend werden Empfehlungen ausgesprochen, mit denen sich das Risiko von Ausfällen reduzieren und insbesondere die Auswirkung von nicht vermeidbaren Schäden begrenzen lassen.

## 1 EINLEITUNG

Transformatoren werden im Betrieb durch Schutz Einrichtungen überwacht und bei entsprechender Anregung vom Netz getrennt. Die Aufgabe des Schutzes besteht dabei nicht in der Vermeidung von Fehlern, sondern die Auswirkung von Fehlern auf den Transformator und seine Umgebung möglichst gering zu halten. Die Vermeidung von Ausfällen (Fehlern) verlangt daher nach besonderen Maßnahmen. Welche Vorkehrungen dazu zu treffen sind, kann an Hand eines Lebensdauermodell abgeleitet werden (Bild 1).

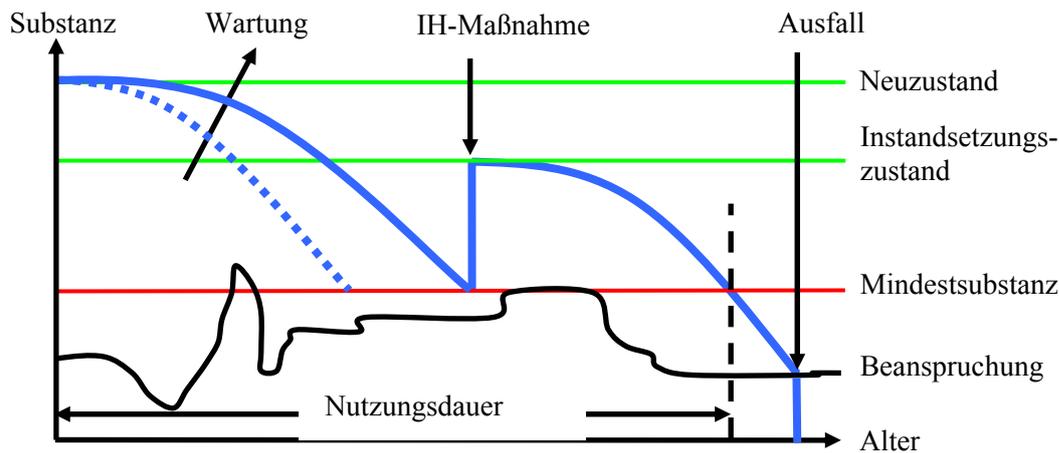


Bild 1: Lebensdauermodell eines Transformators

Die abstrakte Größe Substanz symbolisiert die Fähigkeit des Transformators den betrieblichen Beanspruchungen zu widerstehen. Bedingt durch thermische Degradation sowie durch dielektrische und mechanische Beanspruchungen wird die Substanz über die Betriebszeit abgebaut. Unterschreitet die Substanz des Transformators die notwendige Mindestsubstanz, hat der Transformator sein technisches Nutzungsende erreicht. Instandsetzungsmaßnahmen können den Substanzverlust kompensieren und damit die Nutzungsdauer des Transformators verlängern. Das Lebensdauermodell zeigt darüber hinaus zwei wichtige Aspekte. Zum einen hat die Wartungsstrategie eine Rückwirkung auf den Gradienten des Substanzverlustes. Weiterhin ist das physikalische Lebensende (Ausfall) des Transformators unabhängig von dessen Nutzungsdauer. Da ein Ausfall eines Transformators häufig durch zufällige Vorgänge wie z.B. Kurzschlussstrombeanspruchungen ausgelöst wird, ist es unmöglich den Ausfall eines Transformators exakt vorherzusagen. Gleichwohl steigt das Ausfallrisiko mit Erreichen des Nutzungsdauerendes.

Um einen Ausfall eines Transformators zu vermeiden, ist daher sicherzustellen, dass die vorhandene Substanz stets größer als die maximal mögliche Beanspruchung ist. Dieser formell recht einfache Ansatz zeigt sich jedoch in Praxis als nicht anwendbar und ist im wesentlichen der Tatsache geschuldet, dass der Istzustand von vielen Einflussgrößen durch einen zerstörungsfreien Nachweis nicht ermittelt werden kann. Häufig können für die Zustandsbestimmung nur indirekte Verfahren angewandt werden, die insbesondere bei ortsabhängigen Einflussgrößen häufig nur eine integrale Aussage liefern. Als Beispiele für integrale Diagnoseverfahren sind hier die Gas-in-Öl-Analyse, die Furfuroluntersuchung und auch die Teilentladungsmessung zu nennen. Ein weiteres Problem stellt die Beobachtung der zeitlichen Entwicklung von Zustandsgrößen dar. Es liegt auf der Hand, dass bei diskontinuierlichen Nachweisverfahren nur Fehler sicher erkannt werden können, deren Zeitkonstanten größer sind als der zeitliche Abstand zwischen den Messungen.

Die theoretische Betrachtung von Ausfallmechanismen zeigt, dass durch Anwendung von Diagnoseverfahren sich Ausfallrisiken erkennen lassen. Die Fragestellung, welche Transformatorbestandteile, im Sinne einer effektiven Anwendung von Diagnoseverfahren besonders auffällig sind, kann durch die Auswertung einer Schadenstatistik beantwortet werden.

## 2 SCHADENSTATISTIK

Die in Bild 2 dargestellte Schadenstatistik basiert auf der Auswertung von insgesamt 34 Ereignissen im Zeitraum von 2000-2009. Das beobachtete Kollektiv umfasst ca. 360 Netz- und Industrietransformatoren mit einer höchsten Spannung  $U_m \geq 245\text{kV}$  und ca. 25 Drosselspulen ( $U_m = 36\text{kV}$ ), es wurden nur Ereignisse berücksichtigt, die einen Ausbau oder Vor-Ort-Instandsetzungsmaßnahme des Betriebsmittels zur Folge hatten. In der Statistik sind die primären Ursachen Schutzauslösung bzw. vorsorglicher Außerbetriebnahme mit je 17 Ereignissen gleich verteilt, insgesamt ergibt sich eine Fehlerrate im langjährigen Mittel von unter 1%.

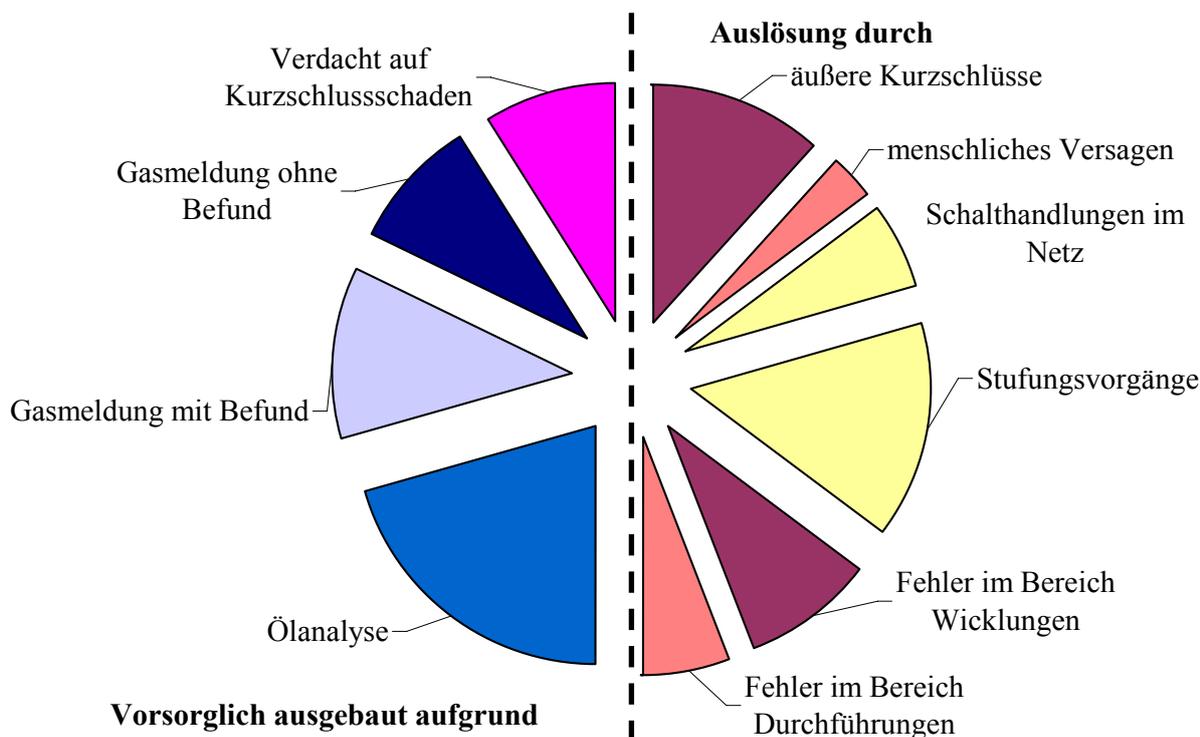


Bild 2: Verteilung Transformatorschäden im Zeitraum 2000-2009

Die Schutzauslösungen lassen sich auf äußere Kurzschlüsse (4 Fälle) bzw. menschliches Versagen (1 Fall) zurückführen, stehen in Zusammenhang mit Schalthandlungen im Netz (2 Fälle) oder Stufungsvorgängen (5 Fälle), wurden durch Fehler an Wicklungen (3 Fälle) bzw. Durchführungen (2 Fälle) ohne erkennbare äußere Anregung initiiert. Betroffen waren insgesamt je 7x die Bereiche Wicklungen und Stufenschalter sowie dreimal der Bereich Durchführungen.

Anlässe für vorsorgliche Außerbetriebnahmen waren in 7 Fällen die Befunde aus den Isolierölanalysen, in weiteren 7 Fällen Buchholzgasmeldungen und dreimal der Verdacht auf einen Kurzschlusschaden. Bei den Buchholzgasmeldungen handelte es sich in insgesamt 4 Fällen um Meldungen mit Befund, dreimal wurden Transformatoren aufgrund mehrmaliger Ausscheidungen atmosphärischer Gase ausgebaut.

Die Auswertung der Schadenstatistik zeigt, dass ca. 50% aller Schäden durch diagnostische Maßnahmen vorzeitig erkannt werden konnten. Die nicht vorzeitig erkannten Schäden konzentrieren sich im wesentlichen auf die Komponenten Wicklung und Stufenschalter, sowie in etwas geringeren Maße auf die Komponente Durchführung. Bemühungen diesen Anteil weiter zu reduzieren müssen sich daher auf die Überwachung dieser Komponenten stützen. Da eine Vielzahl von Schäden insbesondere am Stufenschalter in Zusammenhang mit Schalthandlungen bzw. Stufungsvorgängen stehen, ist eine Online-Überwachung zwingend notwendig.

Neben der Vermeidung von Ausfällen ist auch eine vorzeitige Erkennung von Buchholzgasmeldungen von betrieblichen Interesse. Dies ist dadurch begründet, dass nach Auftreten der Meldung der Transformator für die Gasentnahme abzuschalten ist. Während Meldungen mit Befund auf einen

Fehler hindeuten, handelt es sich bei Meldungen ohne Befund um Ausscheidungen von atmosphärischen Gasen, die in der Regel für den Betrieb des Transformators unkritisch sind. Einen Ansatz Buchholzgasmeldungen möglichst zu vermeiden, stellt die kontinuierliche Überwachung der im Öl gelösten bzw. im Buchholzrelais ungelösten Gase dar (Bild 3).

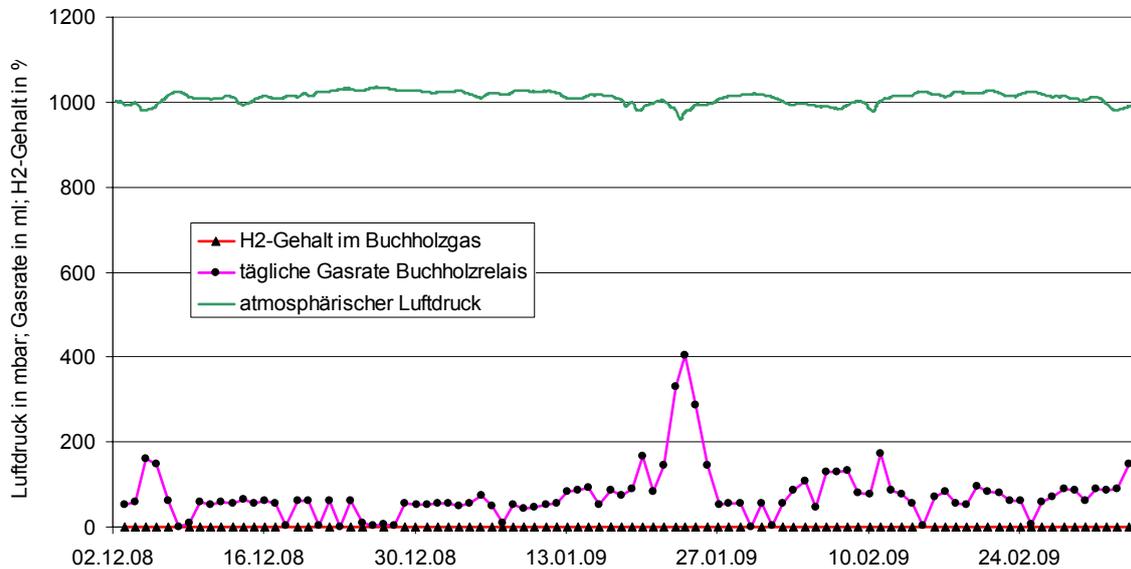


Bild 3: Durch Online-Analyse aufgezeichnetes Gasungsverhalten eines 100MVA-Industrietransformators

### 3 DIAGNOSEVERFAHREN

Eine qualifizierte Diagnosestrategie für Transformatoren basiert in der Regel auf einem mehrstufigen Konzept. Grundlage sind zunächst Routineuntersuchungen, die vorzugsweise während des Betriebs bzw. bei planmäßigen Außerbetriebnahmen durchgeführt werden. In Abhängigkeit der Befundergebnisse sowie nach Störungen werden dann weitere Diagnoseverfahren mit dem Ziel einer genaueren Fehlerartbestimmung und -ortung durchgeführt. In folgenden werden Verfahren diskutiert die im Rahmen von Online-Überwachungen Anwendung finden.

Die Diagnose von Kondensatordurchführungen basiert auf der zyklischen Nachmessung von Kapazität und Verlustfaktor, die bei OIP-Durchführungen durch eine Gas-in-Öl-Analyse ergänzt werden kann. Eine Online-Diagnose von Kondensatordurchführungen ist ebenfalls möglich [1,2]. Hier bieten sich Verfahren an, die durch einen Spannungsvergleich einen Rückschluss auf die Kapazität ermöglichen. Die Aussagekraft dieses Verfahrens hängt von der Genauigkeit der Referenzspannung ab. Gute Ergebnisse werden erzielt, wenn die Referenzspannung von einem angeschlossenen Spannungswandler oder Parallelgeschalteten Transformator abgeleitet wird. Aufgrund der bislang geringen Erfahrung mit der Online-Diagnose von Durchführungen, sollten erkannte Unregelmäßigkeiten durch eine zeitnahe Nachmessung von Kapazität und Verlustfaktor bestätigt werden.

Zur Online-Überwachung von Stufenschaltern werden seit längerem Systeme von unterschiedlichen Lieferanten angeboten [3,4]. Da viele Fehler in Zusammenhang mit Stufungsvorgängen stehen, sind hier Einrichtungen vorteilhaft, die bei erkannten Unregelmäßigkeiten eine begonnene Stufung abbrechen bzw. weitere Stufungsvorgänge durch z.B. Auslösung des Motorschutzschalters blockieren können. Als Beispiel lässt sich ein durch einen blockierten Lastumschalter verursachten Schaden benennen (Bild 4). Die Fehlfunktion des Lastumschalters hätte durch ein Online-Monitoringsystem erkannt und der nachfolgende Schaden durch Blockierung weiterer Stufungsvorgänge verhindert werden können. Die Überwachung des mechanischen Schaltablaufs erfordert insbesondere bei Nachrüstung von Monitoringsystemen eine qualifizierte Parametrierung von Grenzwerten. Zu hoch bemessene Grenzwerte führen dazu, dass Beschädigungen am Wähler nicht erkannt werden (Bild 5).

Neben der Kontrolle des mechanischen Schaltablaufs sind im Lastumschalter die Integrität der Schaltkontakte und der Isolieröleigenschaften sicherzustellen. Im Fall der bewährten Ölschaltertechnik werden diese Anforderungen durch Schaltzahl- bzw. Zeitabhängige Inspektionen in der Regel erfüllt. Bei der noch jungen Technologie der Vakuumschalter gilt es zu beachten, dass hier die Anforderungen an die Isolieröleigenschaften höher sind als bei Ölschaltern. Deshalb muss das Isolieröl von Vakuumschaltern auf Wassergehalt und Durchschlagspannung untersucht werden. Da bei Vakuumschaltern die Lichtbogenlöschung innerhalb der Schaltröhre erfolgt, bietet es sich an, dass Isolieröl zusätzlich gasanalytisch zu untersuchen.



Bild 4: blockierter Lastumschalter



Bild 5: nicht erkannter Kontaktfingerbruch

Die Isolieruntersuchungen (Gas-in-Öl-Analyse, Ölalterungs- und Furfuroluntersuchung) stellen Basismethoden dar, um auf den Zustand des Aktivteils einschließlich der Isolierfüllung zu schließen. Neben der zyklischen Untersuchung im Labor, stehen seit längerem Einrichtungen zur Verfügung die einen quasi-kontinuierlichen Nachweis im Öl gelöster Gase ermöglichen [5,6,7]. Bei diesen Systemen ist prinzipiell zwischen Messeinrichtungen die über eine Membrane im direkten Kontakt mit dem Isolieröl stehen und Geräten die in zyklischen Abständen eine definierte Menge Isolieröl für die Analyse entgasen, zu unterscheiden. Erstgenannte Geräte sind eher kostengünstig, aber in der Regel nur zum Nachweis von Wasserstoff, zum Teil mit Querempfindlichkeiten auf Kohlenmonoxid und andere Gase, geeignet. Onlinesysteme mit Entgasungseinrichtungen eignen sich vorteilhaft zur selektiven Erfassung von Kohlenwasserstoffen, Kohlenoxiden und atmosphärischen Gasen. Hier ist jedoch zu beachten, dass diese Geräte über eine komplexe Messtechnik verfügen und zum Teil regelmäßig gewartet werden müssen. Obwohl durch Anwendung dieser Verfahren eine Vielzahl von sich anbahnenden Fehlern vorzeitig erkennen lassen, können spontane Fehler z.B. initiiert durch Windungsschlüsse nicht verhindert werden (Bild 6).

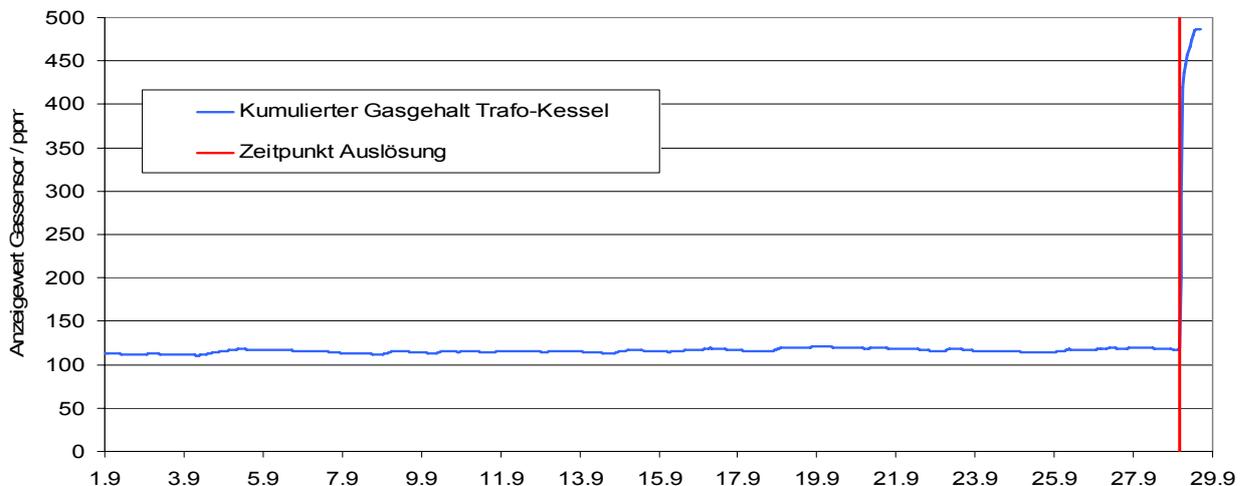


Bild 6: Verlauf des kumulierten Gasgehalts eines 750MVA-Maschinentransformator vor Ausfall durch Windungsschluss

Dieses Phänomen ist dadurch zu begründen, dass die Gasbildung erst mit Eintritt des Lichtbogens einsetzt. Der Ansatz, bei erkannten Unregelmäßigkeiten den Transformator automatisch abzuschalten, ist insbesondere bei membranbasierten Geräte kritisch zu betrachten. Einerseits sind aufgrund der Querempfindlichkeiten die Messergebnisse zunächst durch eine Laboranalyse zu bestätigen, andererseits können die Geräte bei Defekten an der Messzelle hohe Gaswerte vortäuschen (Bild 7).

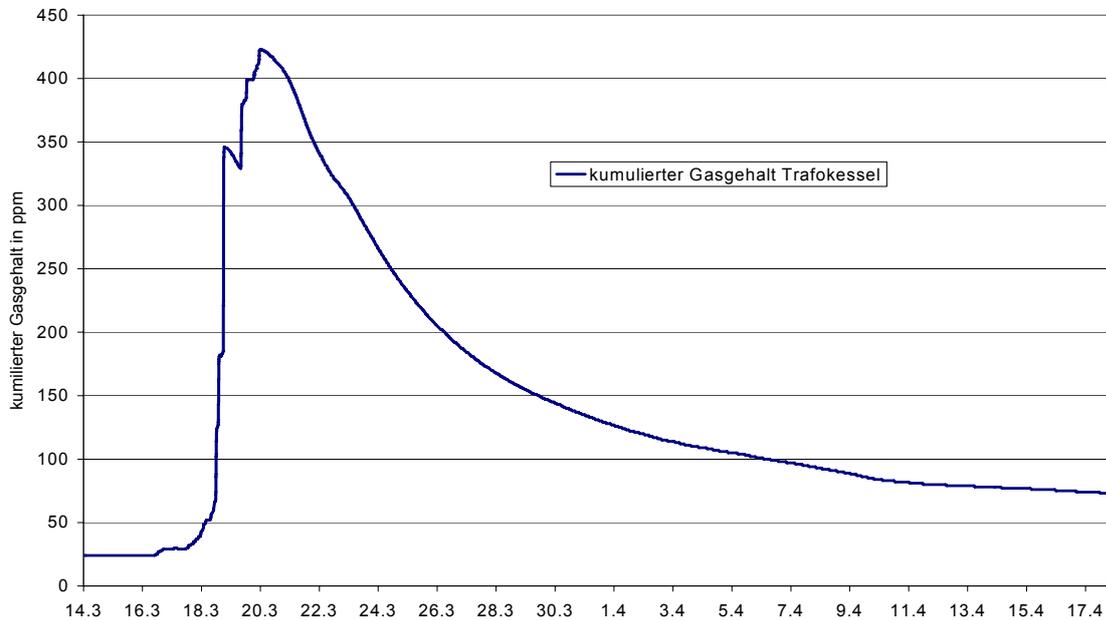


Bild 7: Typischer Verlauf des kumulierten Gasgehalts von membranbasierten Online-Gasmonitoren bei Defekt an der Messzelle

Trotz der geschilderten Einschränkungen stellt die Online-Gasanalyse ein wertvolles Hilfsmittel zur Fehlerfrüherkennung dar. Als Beispiel lässt sich die durch einen spontanen Gasanstieg erkannte Ölkohlebildung an einer Schaltverbindung eines Stufenschalters anführen (Bild 8).

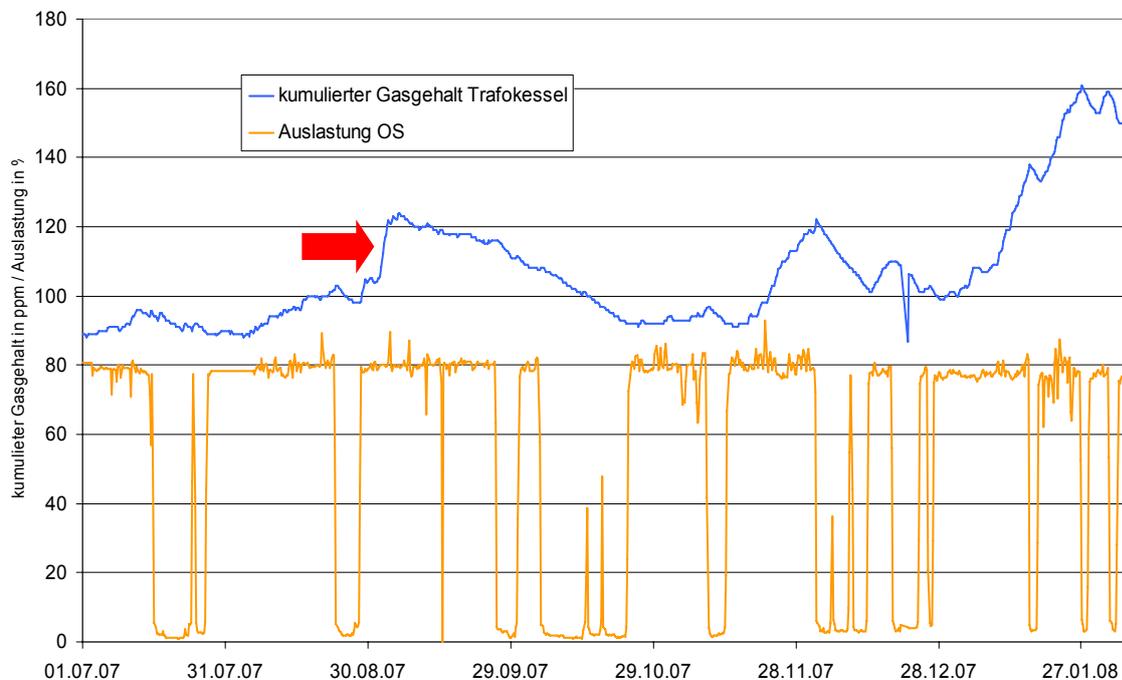


Bild 8: Durch Online-Gasanalyse erkannte Ölkohlebildung an einer Stufenschalterschaltverbindung eines 266MVA-Maschinentransformators

Neben den Ölanalysen ist die Teilentladungsmessung ein klassisches Verfahren zur Bewertung der dielektrischen Eigenschaften. Trotz der großen Beeinflussung durch elektromagnetische Störgrößen ist es mittlerweile Stand der Technik Teilentladungsmessungen mit ausreichender Empfindlichkeit in Netzanlagen bzw. Kraftwerken durchzuführen [8]. Voraussetzung für eine qualifizierte Messung ist jedoch, dass der Transformator vom Netz getrennt und über eine separate Quelle erregt wird. Daneben sind Messsysteme in Diskussion die eine zuverlässige Teilentladungsmessung während des Betriebs ermöglichen sollen. Aufgrund der bisherigen Betriebserfahrungen sind diese Einrichtungen nur für beobachtende Zwecke zu benutzen. Es darf bezweifelt werden, ob mit dem derzeitigen Entwicklungsstand alle betrieblichen Beeinflussungen durch z.B. Schaltheilungen und Stufungsvorgänge von relevanten Teilentladungen separiert werden können. Zusätzlich ergibt sich das Problem festzulegen, welche Teilentladungsaktivität für den Betrieb des Transformators eine unmittelbare Gefährdung darstellt. Da diese Fragestellung auch bei Untersuchungen im Prüffeld nicht immer eindeutig zu beantworten ist, muss von der Begehrlichkeit nach einer automatischen Abschaltung des Transformators durch eine Online-TE-Messung aus heutiger Sicht abgeraten werden.

#### 4 EMPFEHLUNGEN

Neben einer qualifizierten Diagnosestrategie kann das Risiko von Ausfällen bzw. die Auswirkung von Schäden durch Anwendung weiterer Maßnahmen reduziert werden.

Eine sehr wirkungsvolle Maßnahme zur Vermeidung von Kollateralschäden in Zusammenhang mit Durchführungen ist der Austausch von Durchführungen mit Porzellanisolator, insbesondere Hartpapierdurchführungen, durch RIP-Durchführungen mit Verbundisolator. Durch den Einsatz von Durchführungen mit Verbundisolator können Sekundärschäden, die durch das Zerplatzen des Porzellanisolators hervorgerufen werden, verhindert werden.

Der vorsorgliche Austausch von Transformatoren mit nachweislich unzureichender Festigkeit der Zelluloseisolation stellt eine weitere Maßnahme dar. Wie bereits in [9] beschrieben wächst die Gefahr eines Windungsschlusses mit abnehmender Festigkeit der Zelluloseisolation. Zur Abschätzung der Zellulosefestigkeit eignet sich z.B. die Untersuchung des Isolieröls auf Furfurolgehalt die vorteilhaft zusammen mit der Gas-in-Öl-Analyse durchgeführt werden kann.

Das Risiko von Überschlägen im Lastumschalter in Zusammenhang mit transienten Überspannungen kann durch die Beschaltung der Anzapfungen der Regelwicklung mit Spannungsbegrenzenden ZnO-Elementen reduziert werden. Diese Maßnahme lässt sich nur bei Neufertigungen und im Rahmen von Werksreparaturen umsetzen.

Eine weitere Maßnahme stellt die Ausrüstung von Transformatoren mit Online-Monitoringsystemen dar, wobei der Schwerpunkt auf der Überwachung des Isolieröls und Stufenschalters liegen sollte. Bei Neufertigungen bzw. Werksinstandsetzungen sollte die Parametrierung und Inbetriebnahme des Monitoringsystems spätestens im Rahmen der Endprüfung erfolgen. Dies gilt insbesondere für Stufenschalterdiagnosesysteme, mit denen Montagemängel noch vor Auslieferung erkannt und behoben werden können. Spätestens mit Inbetriebnahme des Transformator sollten Maßnahmen getroffen sein, die auch den Betrieb des Online-Monitoringsystems sicherstellen. Dazu gehört neben der Festlegung eines verbindlichen Pfades für Weiterleitung von Diagnosemeldungen, auch die Einführung eines Mechanismus zur Sicherstellung der Funktionstüchtigkeit des Monitoringsystems.

Neben den Maßnahmen die am Transformator zu treffen sind, sollten auch die verwendeten Schaltgeräte und Schutzeinrichtungen dem Stand der Technik entsprechen. Insbesondere Maschinentransformatoren sollten ober- und unterspannungsseitig mit Leistungsschaltern ausgerüstet sein. Nur dadurch ist es möglich im Fehlerfall die auf die Fehlerstelle einwirkende Kurzschlussenergie zu begrenzen, und damit das Risiko von Folgeschäden klein zu halten.

#### 5 ZUSAMMENFASSUNG

Die Auswertung von Transformatorschäden über einen Zeitraum von 10 Jahren zeigt, dass die Fehlerrate im langjährigen Mittel <1% beträgt, wobei ca. 50% der Schäden vorzeitig erkannt werden

konnten. Bezüglich der nicht erkannten Schäden sind vorrangig Wicklungen und Stufenschalter betroffen. Eine weitere Reduzierung von Schäden erfordert eine permanente Überwachung dieser Komponenten, die durch Einsatz von Online-Monitoringsystemen erfolgen kann. Obwohl mit den derzeit verfügbaren Online-Diagnoseverfahren eine Vielzahl von sich anbahnenden Fehlern vorzeitig erkennen lassen, können spontane Ausfälle wie z.B. durch Windungsschlüsse initiiert nicht vermieden werden. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich die Auswirkungen von Schäden möglichst zu begrenzen. Hierzu können Maßnahmen am Transformator, wie z.B. der Einsatz von Durchführungen mit Verbundisolator, getroffen werden. Schlussendlich sollte beachtet werden, dass die verwendeten Schaltgeräte und Schutzeinrichtungen dem Stand der Technik entsprechen und insbesondere Maschinentransformatoren ober- und unterspannungsseitig mit Leistungsschaltern ausgerüstet sind.

## LITERATUR

- [1] N. Koch: "Monitoring for graded condenser bushings", Transform 2001, convention report, S. 75-83
- [2] T. Stirl: "Online-Monitoring von kapazitiv gesteuerten Durchführungen an Leistungstransformatoren", ETG-Fachtagung Nr. 97 (2004), S.115–120
- [3] T. Stirl, R. Skrzypek: "Umfassendes Online-Monitoring – Praktische Betriebserfahrungen", Stuttgarter Hochspannungssymposium 2006, S. 105-122
- [4] K. Viereck: "Die Applikation und Integration eines Monitoringsystems für Stufenschalter in moderne Überwachungskonzepte", Hafely Symposium 1998, Stuttgart
- [5] T. Leibfried, "Online-Monitoring von Leistungstransformatoren aus Sicht eines Herstellers", Hafely Symposium 1998, Stuttgart
- [6] E. Bräsel, M. Stach, U. Sundermann: "Überwachung von Großtransformatoren mit dem Transformator-Gasmonitor TGM", Elektrizitätswirtschaft (2003) Heft 16, S. 52-55
- [7] M. Hahn: "Online-Analyse gelöster Gase in Isolierölen", Transformer Life Management Tagung 2008, Hannover
- [8] M. Hässig, J. Fuhr, T. Aschwanden: "Grundsteine der TE-Messung an Transformatoren vor Ort – Erfahrungen aus Offline-Messungen", Highvolt Kolloquium 2003, S. 207-216
- [9] U. Sundermann, C. Neumann: "Life Management von Hoch- und Höchstspannungstransformatoren", ETG-Fachtagung Nr. 97 (2004), S. 103-108

## SIGNIFIKANTE KENNGRÖSSEN FÜR DIE ALTERUNG DES ISOLIERSYSTEMS IN LEISTUNGSTRANSFORMATOREN

**Maik Koch**

Omicron electronics GmbH  
maik.koch@omicron.at  
Österreich

**Stefan Tenbohlen**

IEH, Universität Stuttgart  
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de  
Deutschland

### KURZFASSUNG

Dieser Beitrag beabsichtigt, einen Überblick als auch eine Bewertung für die wesentlichen Alterungsparameter des Öl-Papier-Isoliersystems von Transformatoren zu geben und betrachtet dabei besonders die praktische Anwendung in der Diagnostik.

Die Isolierflüssigkeit stellt eine wesentliche Informationsquelle für den Alterungszustand dar, weshalb die IEC EN 60422 eine Probenahme im Zyklus weniger Jahre empfiehlt. Unter den gemessenen Parametern nimmt die *Durchschlagspannung* einen hohen Stellenwert ein, da sie nicht nur den Alterungszustand widerspiegelt sondern auch mit der Isolierfähigkeit eine der wesentlichen Funktionen der Flüssigkeit beschreibt. Allerdings schränken drei Faktoren den standardisierten Test ein: (1) das homogene Feld der Kugelelektroden ist untypisch für die betriebsmäßige Beanspruchung, (2) die Durchschlagspannung steigt mit der Anzahl der Prüfungen und (3) die Entnahme-Temperatur der Ölprobe kann zu einer völligen Unterschätzung der Isolierfähigkeit führen. Als weiterer Alterungsparameter reagiert die *Ölleitfähigkeit* äußerst empfindlich auf polare Alterungsprodukte und Verunreinigungen, kann aber auch die Aussagefähigkeit elektrischer Messungen einschränken. Dem *Säuregehalt* im Öl haftet der Nachteil an, die schädlichen niedermolekularen Säuren nicht von den langkettigen, wenig wirksamen unterscheiden zu können. *Feuchtigkeit* im Isoliersystem verringert die Durchschlagspannung und beschleunigt die Hydrolyse. Zu ihrer genauen Bestimmung verspricht die Messung der Wassersättigung statt des Wassergehalts verschiedene Vorteile: Der Einfluss der Ölalterung wird ausgeschlossen, eine direkte Aussage über die Trocknungsfähigkeit wird möglich und auch die Papierfeuchte kann nun viel genauer aus der Ölfeuchte berechnet werden. Der *Viskosität* wurde bisher nur wenig Beachtung geschenkt, sie spielt bei Pflanzenölen aber eine entscheidende Rolle. Generell gilt für alle Öl-bezogenen Parameter, dass ihre Interpretation bei der Verwendung von Pflanzenöl angepasst werden muss.

Der Zustand der festen Isolierung kann – neben dem indirekten Weg über das Öl – durch elektrische Messungen bestimmt werden. Hier erweitert die Messung und Analyse der dielektrischen Eigenschaften über einen breiten Frequenzbereich (FDS, PDC) die historische Messung von Kapazität und Verlustfaktor. Derartige moderne Verfahren berechnen aus der dielektrischen Antwort sowohl Wassergehalt in der Zellulose als auch die Leitfähigkeit des Öls. Wichtigstes Verfahren für die Bestimmung der *elektrischen Alterung* ist die Teilentladungsmessung. Hier zeichnet sich ein Trend zu hohen Messfrequenzen hin als auch eine Kombination verschiedener Verfahren ab.

Am Ende einer Zustandsbestimmung steht die Verfahrens-übergreifende Diagnose, das Fleet Screening als auch die direkte Unterstützung von Strategien des Asset Management. Dabei ergänzen software-basierte Lösungen die bisherige Expertenanalyse.

## 1 EINLEITUNG

Die Diagnostik an gealterten Betriebsmitteln entwickelte sich zu *dem* Diskussionsthema bei Konferenzen der elektrischen Energietechnik, da wesentliche Teile des Energieübertragungsnetzes das Ende ihrer Design-Lebensdauer erreichten und der Kostendruck nach der Marktliberalisierung zu aufgeschobenen Instandhaltungsmaßnahmen bzw. Neuinvestitionen führte. Heute sind Energieversorger interessiert, das Optimum zwischen Aufwand und Nutzen bei Betrieb und Ausbau von Netz und Kraftwerken zu finden. Asset Management auf Basis zustands- und risikobasierter Instandhaltung verspricht, dieses Ziel zu erreichen, verlangt aber nach belastbaren Aussagen über den aktuellen Zustand der Betriebsmittel. Die Leistungstransformatoren stehen dabei wegen ihrem finanziellen und funktionalen Vorrang im Mittelpunkt des diagnostischen Interesses. Wie weit ist die Alterung vorangeschritten? Welche signifikanten Kenngrößen werden gemessen und wie kann ich sie interpretieren? Welche Schlussfolgerungen für den Weiterbetrieb muss ich ziehen? Diese Fragen versucht dieser Artikel zu beantworten.

Dabei wird der Begriff "Alterung" unterschiedlich verstanden. [1] definiert ihn als " irreversible Änderung in Teilen eines Betriebsmittels". Damit wäre zum Beispiel Feuchtigkeit kein Alterungsparameter, da diese entfernt werden kann und damit "reversibel" ist. [2] bietet eine anderslautende Definition: "Ageing is the accumulation of changes in an object over time." Diese Begriffserklärung ist sowohl umfassender als auch passender für die energietechnisch übliche Verwendung von "Alterung".

Thermische, elektrische, mechanische und chemische Beanspruchungen verursachen die Alterung des Isoliersystems von Leistungstransformatoren. Zu ihrer Detektion stehen die in Abbildung 1 dargestellten Verfahren zur Verfügung. Die eher traditionellen Verfahren werden in regelmäßigen Instandhaltungszyklen ausgeführt, z.B. empfiehlt die EN 60422 eine Ölprobenentnahme in einem Turnus von 1-3 Jahren für Betriebsmittel mit einer Nennspannung von > 170 kV.

Nach Indikation sollen fortgeschrittene Verfahren eine genauere Diagnose ermöglichen, z.B. würde nach einer als "feucht" klassifizierten Ölprobe eine Überprüfung durch eine Analyse der dielektrischen Antwort (PDC/FDS) stattfinden. On-line monitoring stellt Zustandsdaten mit einer bisher nicht erreichbaren Dichte zur Verfügung. Wendet es der Betreiber über die gesamte Lebensdauer an, so kann der Substanzverbrauch genau ermittelt werden. Am Ende der Lebensdauer des Betriebsmittels steht schließlich die Bestimmung des Polymerisationsgrads. Abhängig von den Asset Management Strategien der Betreiber wird sowohl die Klassifikation der Verfahren (traditionell / fortgeschritten) als auch der Zyklus anders ausfallen.

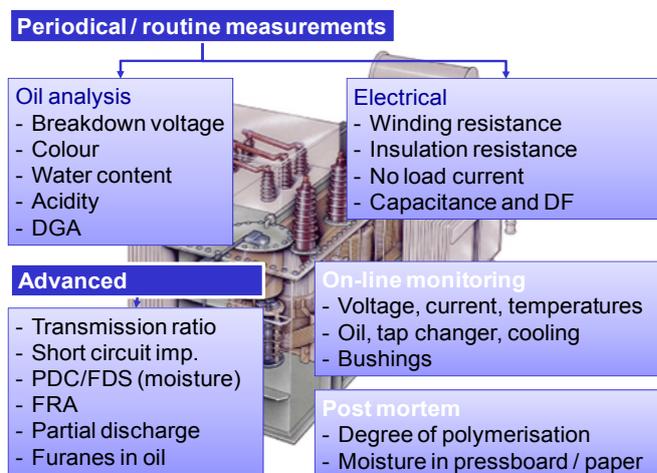


Abbildung 1: Verfahren für die Zustandsbestimmung von Leistungstransformatoren

## 2 ALTERUNGSPROZESSE IM ISOLIERSYSTEM

### 2.1 Alterung von Papier und Pressboard

Für Öl-Papier-Isolierungen werden zellulosebasierte Materialien wie Kraft Papier, Pressboard und Holzwerkstoffe verwendet. Ihre Alterung findet typischerweise als kombinierter thermisch-chemischer Abbau statt, wobei die thermische Energie beschleunigend wirkt. Eingehende Betrachtungen über die relative thermische Alterung der Isolation wurden von Arrhenius angestellt. Die physikalischen Grundlagen wurden von Montsinger für den Temperaturbereich von 80°C bis 140°C bestätigt und in eine vereinfachte Formel gebracht, dass sich der Substanzverbrauch eines Betriebsmittels bei einer Erhöhung der Temperatur um etwa 6 K verdoppelt. Die starke Temperaturabhängigkeit erklärt die lange Lebensdauer von Transformatoren im zentraleuropäischen Netz.

Reaktion	<i>Oxidation</i>	<i>Hydrolyse</i>	<i>Pyrolyse</i>
Voraussetzung	Sauerstoff	Wasser, niedermolekulare Säuren	Hohe Temperatur
Aktivierungsenergie		37-163 kJ/mol bei Wassergehalt 0,5-4 %	230 kJ/mol
Alterungsprodukte	Wasser	Furane	Wasser, Furane, Säuren, CO, CO <sub>2</sub>

Die obenstehende Tabelle benennt die typischen Alterungsreaktionen, ihre Voraussetzungen, die Aktivierungsenergie und die resultierenden Alterungsprodukte, [4]. Als dominierender Zersetzungsprozess wird die Hydrolyse betrachtet, deren Auswirkung Abbildung 2 darstellt. Alle Reaktionen resultieren in einer verringerten mechanischen Festigkeit (Polymerisationsgrad der Zellulosemoleküle), die schließlich so klein werden kann, dass die Isolierung der dynamischen Belastung durch Überströme nicht mehr standhält.

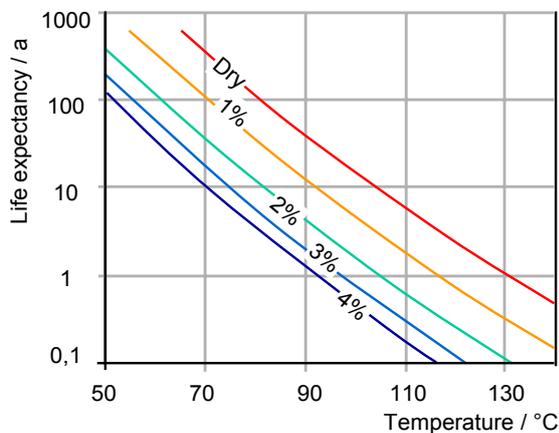


Abbildung 2: Lebenserwartung von Zellulosewerkstoffen bei Alterung durch Hydrolyse (Feuchtigkeit, niedermolekulare Säuren und Temperatur, [8])

Neben der thermisch-chemischen Alterung beschränkt auch die elektrische Alterung die Lebensdauer des Isoliersystems. Teilentladungen führen zu einer lokalen Schwächung mit ihren typischen Verbrennungsspuren und können schließlich einen Durchschlag bewirken.

### 2.2 Alterung der Isolierflüssigkeit

Mineralöl altert durch Oxidation, also unter Einwirkung von Sauerstoff, wobei ebenfalls die Zufuhr thermischer Energie eine wesentliche Rolle spielt. Metalle und metallorganische Verbindungen können als Katalysator bei der Oxidation wirken. Die Degradation resultiert in Farbänderungen, polaren Verbindungen (u.a. Säuren) und Schlamm. Vor allem die dielektrischen Eigenschaften können dadurch beeinträchtigt werden, die Durchschlagspannung sinkt. Daneben sammeln sich im Öl

während des Betriebes andere Verunreinigungen, einschließlich Wasser, festen Partikeln und öllöslichen polaren Verbindungen an, welche ebenfalls die Eigenschaften beeinflussen.

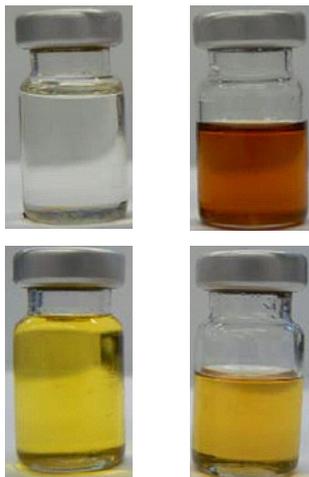
Pflanzenöle (Ester) reagieren noch wesentlich stärker auf die Anwesenheit von Sauerstoff, was die Viskosität bis zu Gel-artigem Zustand erhöht, also mit dem Verlust der Kühleigenschaften einhergeht. Daneben sind sie auch empfindlich für Hydrolyse, zersetzen sich also unter dem Einfluss von Wasser.

### 3 DIE ISOLIERFLÜSSIGKEIT ALS INFORMATIONSQUELLE

Die Isolierflüssigkeit ist *der* Schlüssel zur Zustandsbestimmung von Öl-Papier-isolierten Betriebsmitteln und wird deshalb besonders häufig überprüft. Die EN 60422 empfiehlt eine Ölprobenentnahme in einem Turnus von 1-3 Jahren für Leistungstransformatoren mit einer Nennspannung von  $> 170$  kV, 1-4 Jahre für  $U_N = 72,5-170$  kV, 2-6 Jahre für Mittel- und Niederspannungstransformatoren als auch für Mess- und Schutzwandler.

#### 3.1 Farbe und Aussehen

Farbe und Aussehen werden trotz ihrer simplen Natur als wesentliche Kenngrößen betrachtet. Sie geben Informationen über den Alterungszustand für gebrauchte Öle als auch den Raffinationsprozess für Neuöle. Allerdings weist eine Färbung von Neuölen nicht zwingend auf mangelnde Qualität hin, z.B. können Pflanzenöle von Natur aus kräftig goldgelb sein und ihre Farbe im Verlauf der Alterung nur unwesentlich ändern (Abbildung 3). Treten Schwebstoffe auf, so stammen diese meist von der Zellulose und weisen auf einen starken Verlust der mechanischen Festigkeit hin.



*Abbildung 3:*  
*Oben: Neues Mineralöl (Nynas Nytro 3000X, Farbzahl 0,5) und nach 1440 h Alterung bei 120°C mit einer Farbzahl von 4,5*  
*Unten: Neues Pflanzenöl (High Oleic Sun Flower, Farbzahl 1,5) und nach gleicher Alterung mit einer Farbzahl von 2,5*  
*Die EN60422 empfiehlt eine Farbzahl von  $< 2,0$ .*

#### 3.2 Durchschlagspannung

Da die Durchschlagspannung eine der Hauptfunktionen des Öls charakterisiert, nämlich dessen Isolierfähigkeit, ist ihre Bewertung von besonderer Wichtigkeit. So schreibt die EN 60422 mindestens 60 kV für Neuöle und 50 kV für betriebsgealterte Öle bei einer Nennspannung von  $> 72,5$  kV vor. Allerdings wird die Aussagefähigkeit des üblichen Durchschlagtests (DIN VDE 0370, Kugelkalotten mit 2,5 mm Abstand) durch drei Einflüsse eingeschränkt:

- Elektrodenform  
Die Beanspruchung durch das homogene Feld von Kugelkalotten kommt nicht den tatsächlichen Verhältnissen im Transformator gleich. Die Auswirkung auf die Streamergeschwindigkeit spielt besonders bei Pflanzenölen eine Rolle [5].
- Dynamische und stochastische Effekte bei der Prüfung  
Die Durchschlagspannung wird aus dem Mittelwert von 6 Durchschlägen gebildet. Allerdings

finden gerade die ersten Durchschläge bei einer deutlich geringeren Spannung statt, als sie im Endzustand erreicht wird (z.B. Ablagerung von Partikeln), [6]

- Entnahme-Temperatur und Wassersättigung  
Zwischen Temperatur, Wassersättigung und Durchschlagspannung besteht ein unmittelbarer Zusammenhang. Wird ein geschlossenes Gefäß erhitzt, so *verringert* sich die Wassersättigung und die Durchschlagspannung *steigt*. Bei der Probenentnahme aus einem Transformator läuft das Phänomen in umgekehrter Richtung ab: Die Entnahmetemperatur ist hoch, z.B. 80°C, die Wassersättigung z.B. 20 %. Wird diese Probe nun im Labor bei 20°C gemessen, so stieg die Wassersättigung während der Abkühlung auf 90 %. Die Durchschlagspannung beträgt für ein derartig feuchtesättigtes Öl nur noch ~ 20 kV und würde damit den Forderungen nach EN 60422 nicht genügen. Tatsächlich führt jedoch die Vernachlässigung von Entnahmetemperatur und Wassersättigung zu dieser Fehldiagnose. Die Berechnung kann an Abbildung 4 nachvollzogen werden, [7]. Für eine belastbare Aussage muss also die Messtemperatur der Betriebstemperatur gleichen.

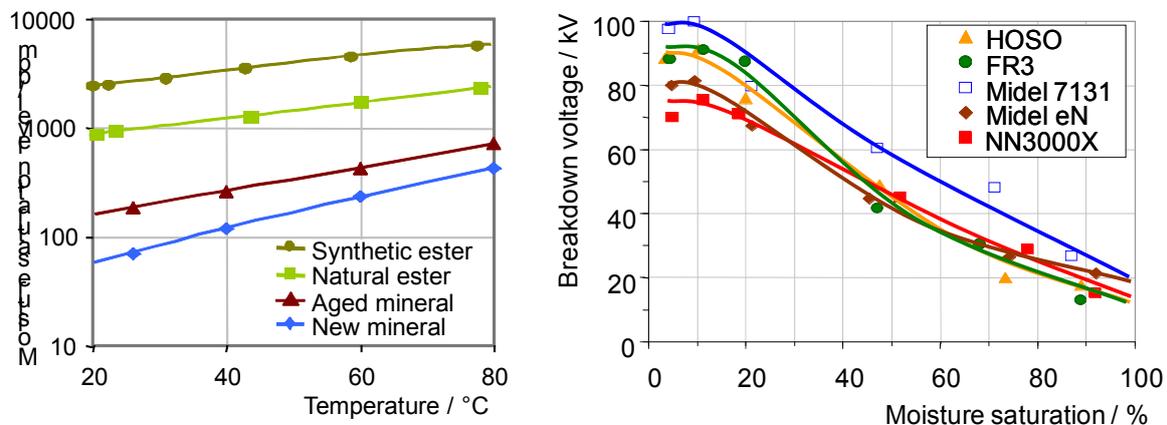


Abbildung 4: Wassersättigung (links) und Durchschlagspannung nach VDE 0370 für verschiedene Isolierflüssigkeiten (neues und gealtertes Mineralöl, verschiedene Pflanzenöle bzw. Ester)

### 3.3 Säurezahl

Säuren entstehen bei der Alterung von Öl und Papier und erscheinen damit als guter Indikator für den Fortgang des Zerfalls. Die EN 60422 empfiehlt eine Säurezahl von  $< 0,15$  ( $U_n > 170$  kV) bzw.  $< 0,2$  ( $U_n = 72,5-170$  kV).

Allerdings muss auch hier eingeschränkt werden. Die Säurezahl heißt im englischen *Total Acid Number*, was den Charakter des Messwerts angibt: alle Säuren unabhängig von Herkunft und Schädlichkeit werden erfasst. Beispielsweise ist bekannt, dass die niedermolekularen, kurzkettigen Säuren für die Papieralterung verantwortlich sind, während die langkettigen keinen Einfluss haben, [8]. Weiter haben z.B. naturbelassene Pflanzenöle (Ester) einen so hohen Säurewert, der sie von vornherein für die Verwendung in HS-Betriebsmitteln disqualifizierte. Gleichzeitig aber verhalten sich diese säurehaltigen Ester ausgesprochen papierfreundlich, Abbildung 5, [9].

Die Säurezahl lässt also keine direkte Schlussfolgerung auf die Schädlichkeit der Säuren zu. Daher empfehlen die Autoren dieses Beitrags Forschungen, um die bisherige nicht differenzierende Säurezahl durch einen Indikator für die schädlichen, kurzkettigen Säuren zu ersetzen.

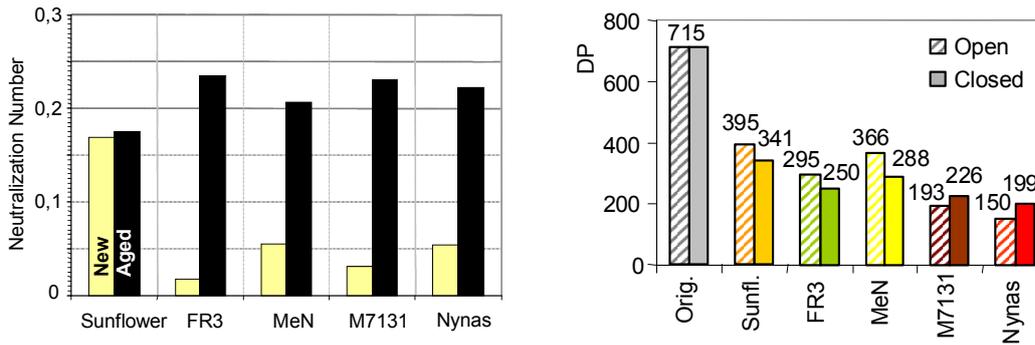


Abbildung 5: Säurezahl (links) und Polymerisationsgrad des in der Flüssigkeit gealterten Papiers (rechts) für verschiedene Isolierflüssigkeiten (neues und gealtertes Mineralöl, verschiedene Pflanzenöle / Ester). Die Alterung wurde sowohl unter Lufteinfluss als auch unter –abschluss durchgeführt (open/closed).

### 3.4 Leitfähigkeit, spezifischer Widerstand und Verlustfaktor

Leitfähigkeit, spezifischer Widerstand und Verlustfaktor sind direkt ineinander umrechenbar, (1).

$$\sigma(\omega) = \frac{1}{\rho} = 2,2\varepsilon_0\omega \tan \delta(\omega) \quad (1)$$

Die Leitfähigkeit reagiert sehr empfindlich auf polare Verunreinigungen, Alterungsprodukte und Kolloide im Öl. Das soll an den folgenden Messwerten erläutert werden. Für neue, hochwertige Isolieröle kann eine Leitfähigkeit von 0,02 pS/m erreicht werden (bei 20°C). Neuöle von mäßiger Qualität haben 0,5-1,2 pS/m. Stark gealterte Öle können bis zu 2000 pS/m erreichen. Damit erstreckt sich der mögliche Wertebereich über volle 5 Dekaden.

Ölleitfähigkeit in pS/m, 20°C	< 3	3-29	29-57	> 57
Kategorie	Sehr gut	Gut	Befriedigend	Unbefriedigend

Die Ölleitfähigkeit ist nicht nur ein wesentlicher Alterungsindikator, sondern vermag auch elektrische Prüfungen am Transformator zu beeinträchtigen. Sehr bekannt ist der Einfluss der Ölleitfähigkeit auf das Verfahren Recovery Voltage Method, RVM, dass von der Cigré TF D1.01.09 das Zeugnis erhielt, bei hoher Ölleitfähigkeit einen fälschlich hohen Wassergehalt zu diagnostizieren [11].

Zu einer ähnlichen Fehlindikation können elektrische Prüfverfahren führen, die die Alterung von Isolierstoffen aus einer Messung des Verlustfaktors bei *einer einzelnen* Testfrequenz ableiten, z.B. 50 Hz oder 0,1 Hz. Abhängig vom Alterungszustand könnte diese Messung entweder die Feststoffisolierung betreffen (so für Neutransformatoren) oder eben das Öl prüfen (gealterte Isoliersysteme). Abbildung 6 zeigt sowohl die Eigenschaften der Hauptisolierung von Transformatoren als auch typische Verlustfaktorkurven für neue und gealterte Transformatoren.

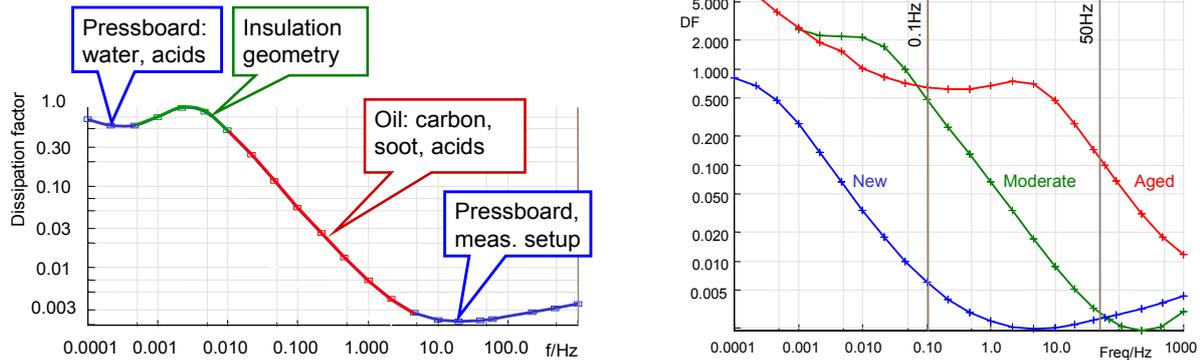


Abbildung 6: Links: Interpretation des Verlustfaktors der Hauptisolierung von Transformatoren in Abhängigkeit von der Frequenz  
Rechts: Verlustfaktor von drei Leistungstransformatoren unterschiedlichen Alterungszustands

Auch moderne Verfahren, welche die dielektrische Antwort analysieren (PDC, FDS, DFR), können den Zustand der Feststoffisolierung falsch bewerten, wenn das Öl in einem schlechten Zustand ist. Da das gealterte, hoch leitfähige Öl das Papier/Pressboard durchtränkt, erhöhen sich auch dessen Verluste und täuschen einen gealterten Zustand vor, Abbildung 10.

### 3.5 Feuchtigkeit

Feuchtigkeit im Isoliersystem verringert die dielektrische Festigkeit, beschleunigt die Alterung und kann zur Bildung von Gasblasen führen.

Dabei spiegelt die Feuchtigkeit im Öl selbst nur den Zustand des zellulosebasierten Feststoffs (Papier, Pressboard, Holz) wieder. Aktuelle Normen geben meist Grenzwerte auf Basis des Wassergehalts (oder absolute Feuchte) in ppm an. Allerdings hat diese Angabe eine Reihe von Nachteilen; u.a. da sich die Wasserlöslichkeit im Öl stark mit der Alterung erhöht (Abbildung 4). So bedeutet eine Feuchtigkeit von 25 ppm für ein Neuöl eine Verringerung der Durchschlagspannung auf 45 kV, während dieselbe Feuchte bei einem gealterten Öl eine Durchschlagspannung von 68 kV bewirkt.

Neuere Normen setzen deshalb Grenzwerte auf Basis der Wassersättigung (relative Feuchtigkeit, [3]). Die Vorteile sind

- Unabhängigkeit vom Alterungszustand des Öls
- Gültigkeit für alternative Isolierflüssigkeiten wie Pflanzenöle
- Aussage über die Trocknungsfähigkeit des Isoliersystems ("Verfügbarkeit" des Wassers)
- Einfachere Umrechnung in Feuchtigkeit im Feststoff.

Beim Umrechnen der Ölfeuchte auf die Papierfeuchte zeichnet sich eine weitere Trendwende ab, die auf der Verwendung der Wassersättigung beruht. Die traditionell verwendeten Gleichgewichtsdiagramme setzten den Wassergehalt im Öl ein, was zu einer wesentlichen Überschätzung für gealterte Öl-Papier-Isolierungen führt. Neuere Verfahren auf Basis der Wassersättigung werden unabhängig von diesem Fehler und bei Verwendung von kapazitiven Sensoren auch online einsetzbar [7].

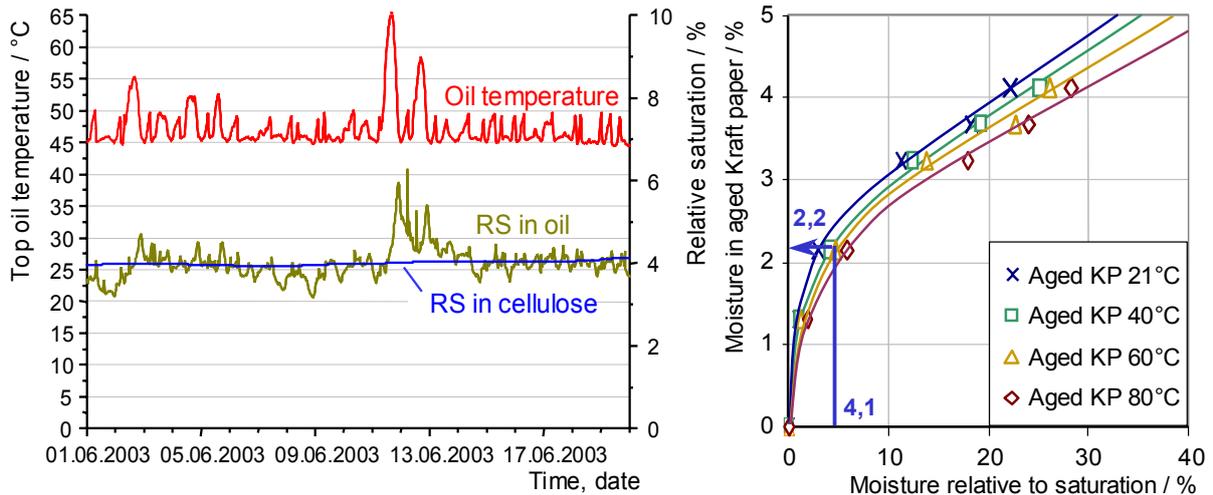


Abbildung 7: Links: Öltemperatur, Wassersättigung im Öl und im Papier  
Rechts: Berechnung des Wassergehalts im Papier aus der Wassersättigung

### 3.6 Viskosität

Die Viskosität als "Zähigkeit" spielt eine entscheidende Rolle für die zweite Hauptfunktion des flüssigen Isolierstoffs; der Kühlung. Sie ändert sich für mineralische Öle zwar nur unwesentlich, ist aber ein wichtiges Kriterium für die Einsetzbarkeit von Pflanzenölen. Abbildung 8 vergleicht die kinematische Viskosität von Mineralöl mit der von verschiedenen Pflanzenölen nach thermischer Alterung (1440 h bei 120°C) im offenen und geschlossenen System. Für Transformatoren mit Pflanzenölfüllung scheint eine periodische Kontrolle der Viskosität angebracht.

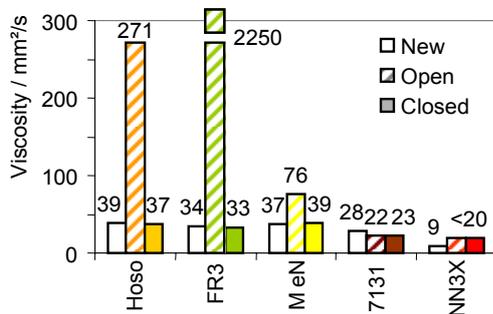


Abbildung 8: Kinematische Viskosität von Mineralöl (NN3X) im Vergleich zu verschiedenen Pflanzenölen, im Neuzustand und nach Alterung im offenen und geschlossenen System

### 3.7 Weitere Kenngrößen

In diesem Abschnitt sollen weitere Kenngrößen genannt werden, die für die Alterungsdiagnostik von Wichtigkeit sind. Auf eine ausführliche Beschreibung wird u.a. wegen des zur Verfügung stehenden Rahmens verzichtet.

- Analyse der gelösten Gase, DGA  
Für dieses Schlüsselverfahren zur Diagnose von elektrischen und thermischen Fehlern in ölgefüllten HS-Betriebsmitteln steht Literatur im großen Umfang zur Verfügung. Der Anwender kann von der im Internet verfügbaren automatischen Auswertung von Daten auf [diagnostic.ieh.uni-stuttgart.de](http://diagnostic.ieh.uni-stuttgart.de) profitieren.
- Grenzflächenspannung  
Mit steigendem Anteil an polaren Alterungsprodukten verringert sich die Grenzflächenspannung, die EN 60422 schreibt > 35 mN/m vor.
- Korrosiver Schwefel  
Die Korrosivität mineralischer Isolieröle führt in Ländern mit hohen Außen- und

Betriebsmitteltemperaturen zu Ausfällen von Transformatoren, scheint aber aufgrund gemäßigter Einsatzbedingungen im zentraleuropäischen Netz von geringerer Gefahr zu sein. Tests zu dessen experimenteller Bestimmung wurden u.a. von der Cigré entwickelt; [10].

- PCB-Gehalt  
Ein Test auf die umweltschädlichen polychlorierten Biphenyle wird empfohlen, wenn die Möglichkeit der Verunreinigung besteht (Ölaufbereitung, Transformatorenreparatur usw.)

## 4 ELEKTRISCHE MESSUNGEN AM ISOLIERSYSTEM

### 4.1 Kapazität und Verlustfaktor

Kapazität und Verlustfaktor von Hauptisolierung und Durchführungen werden von vielen Betreibern als Routinemessung durchgeführt. Typisch setzt man hier eine Spannung von bis zu 12 kV bei Netzfrequenz oder einem erweiterten Frequenzbereich ein, z.B. 15-400 Hz, was die Diagnosemöglichkeiten erweitert.

Der Vergleich der Kapazität mit historischen Referenzwerten ermöglicht die Diagnose von:

- Teildurchschlägen zwischen Steuerbelägen von Durchführungen
- Öleinschlüssen in Gießharz-Durchführungen
- Änderungen der Geometrie der Hauptisolierung (Aufweitung durch Kurzschluss-Kräfte, allerdings ist hier die Frequency Response Analysis FRA weitaus geeigneter)

Der Verlustfaktor (Tangens Delta) reagiert hingegen empfindlich auf Alterungsprodukte:

- Wasserkonzentration und Alterung
- Korrodierte Messanschlüsse von Durchführungen
- Einschlüsse oder Risse in RIP-Durchführungen
- Leitfähige Partikel im Öl

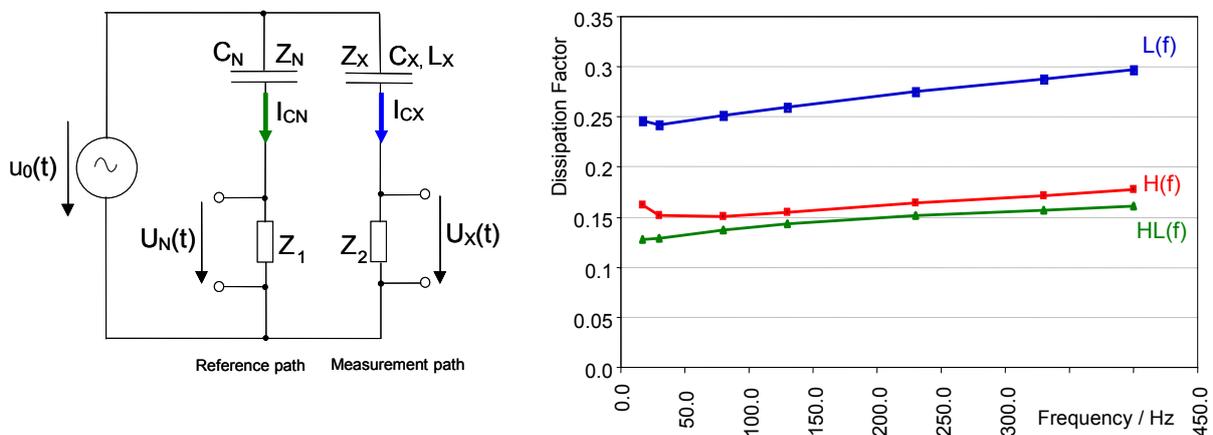


Abbildung 9: Prinzipschaltbild einer Frequenz-unabhängigen Messbrücke für Kapazität und Verlustfaktor (links) und Verlustfaktor  $C_{HL}$ ,  $C_H$  und  $C_L$  eines neuen Transformators (rechts)

### 4.2 Messung und Analyse der dielektrischen Antwort

Die historischen Unsicherheiten der Bestimmung des Alterungszustands der Hauptisolierung, insbesondere des Wassergehalts, motivierten zur Entwicklung von Verfahren zur Messung und Analyse der dielektrischen Antwort. Das heute am meisten verbreitete Verfahren ist prinzipiell eine Erweiterung der Kapazitäts- und Verlustfaktormessung besonders in Richtung niedriger Frequenzen und wird als Frequency Domain Spectroscopy FDS bezeichnet. Eine Kombination mit der Messung

im Zeitbereich (Polarisation and Depolarisation Currents PDC) verspricht vor allem eine wesentlich verkürzte Messzeit bei niedrigen Frequenzen, [12].

Die breitspektrale Untersuchung (typisch 1 kHz-0,1 mHz) ermöglicht es, den Zustand des Öls von dem des Feststoffs zu unterscheiden als auch den Einfluss des Isolationsaufbaus (Geometrie) zu kompensieren. Abbildung 6 zeigt die wissenschaftlich gesicherte Interpretation des Verlustfaktors als Funktion der Frequenz.

Hauptziel der Analyse ist die Berechnung der Feuchtigkeit in der Feststoffisolierung, wofür sich die dielektrische Antwortmessung als Referenz zu entwickeln scheint. Das Beispiel in Abbildung 10 vergleicht verschiedene Verfahren zur Bestimmung des Wassergehalts an einem gealterten Transformator. Die Karl Fischer Titration an Papierproben führte zu 2,6 % (KFT) und dient hier als Referenz. Die Analyseergebnisse dielektrischer Diagnosemethoden unterscheiden sich: Zwei Algorithmen besitzen keine Kompensation für Alterungsprodukte (PDC, FDS) und ermitteln 3,8 bzw. 4 %. Der innerhalb [7] entwickelte Algorithmus kompensiert leitfähige Alterungsprodukte und ermittelt 2,9 %, was als gute Übereinstimmung mit den Papierproben bezeichnet werden kann. Bei den Gleichgewichtsverfahren wurde die *Wassersättigung* direkt in einer Ölprobe ermittelt und führt mittels eines neuartigen Gleichgewichtsdiagramms [7] zu 2,5 % Wassergehalt in der Zellulose (RS). Wird jedoch der *Wassergehalt* im Öl (PPM) auf ein konventionelles Gleichgewichtsdiagramm angewendet, so wird die Zellulosefeuchte mit 6 % drastisch überschätzt. Die Alterung des Isolationssystems macht die Anwendung von Gleichgewichtsdiagrammen, welche für den Neuzustand entwickelt wurden, unmöglich.

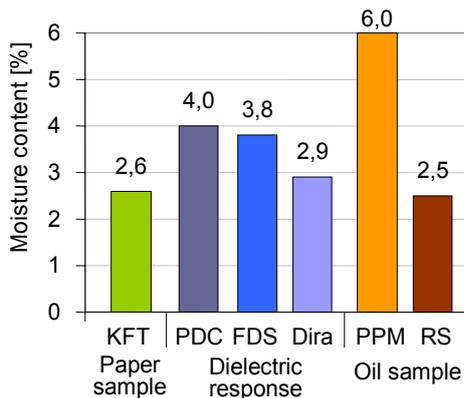


Abbildung 10: Wassergehalt in der Feststoffisolierung, ermittelt an Papierproben (KFT), durch dielektrische Verfahren (PDC, FDS, Dirana) und mittels Gleichgewichtsdiagrammen basierend auf dem Wassergehalt im Öl (PPM) und der Wassersättigung (RS)

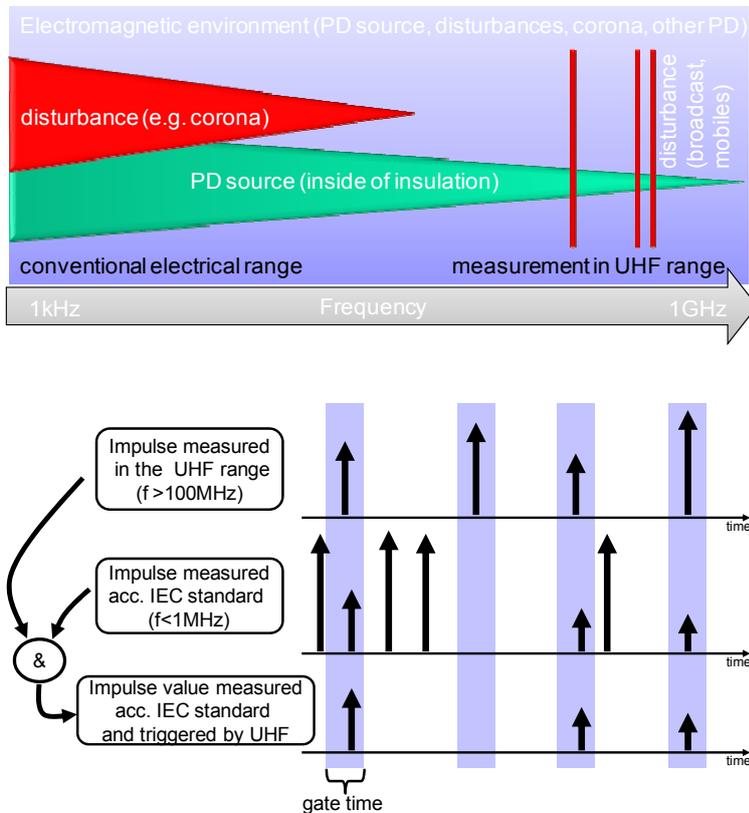
### 4.3 Teilentladungsmessung

Teilentladungen indizieren einen teilweisen Verlust der Isolierfähigkeit und sind somit ein Maß für die *elektrische* Alterung des Isoliersystems. Der typische Messkreis nach IEC 60270 benötigt einen Koppelkondensator zum Anschluss des Teilentladungsmessgeräts und arbeitet bei einer Messfrequenz von einigen hundert kHz bis zu einem MHz, [13]. Er detektiert also die *leitungsgebundene* Impulsausbreitung. Messungen im höheren Frequenzbereich hingegen (z.B. UHF) stellen die *feldgebundene* Wellenausbreitung mittels Antennen fest. Daneben wird auch die akustische TE-Messung eingesetzt, vor allem zur Ortung von Teilentladungen. Jedes dieser Verfahren hat spezifische Vor- und Nachteile, wobei die elektrische TE-Messung bei weitem am häufigsten eingesetzt wird und auch genormt ist.

Grundsätzlich ermöglicht erst die Unterscheidung der internen Teilentladungen von äußeren Störern eine erfolgreiche Diagnose, besonders bei der Anwendung im Feld. Deshalb entwickelte man auch für die konventionelle elektrische Messung hervorragende Mess- und Entstöralgorithmien, [14].

- Störsicherer Messaufbau  
Durch die galvanische Trennung zwischen Messsystem und Anzeige- und Bediengerät wird die Einkopplung externer Störungen in den Messkreis minimiert.
- Frequenzselektive, schmal- und breitbandige Messung  
Heute verwendete Messsysteme erweitern den historisch auf  $\sim 1$  MHz beschränkten Messbereich auf bis zu 20 MHz. Innerhalb dieses breiten Frequenzbereichs kann der Nutzer ein Band wählen, dass nicht oder nur geringfügig von Störern überlagert wird.
- Synchrone Mehrstellen-TE-Messung und 3PARD-Auswerteverfahren  
Digitale TE-Messsysteme mit schnellem Bus ermöglichen die gleichzeitige Messung einzelner Teilentladungsimpulse an verschiedenen Orten. Durch geeignete Überlagerung der Amplituden kann das traditionelle phasenaufgelöste TE-Muster (PRPD) in seine einzelnen Bestandteile zerlegt und somit die einzelnen Quellen unterschieden werden.
- Analyse der Frequenzspektren 3CFRD  
Bei diesem Verfahren werden nicht die an unterschiedlichen Orten gemessenen Amplituden, sondern die an einem Ort selektiv und dennoch synchron gemessenen spektralen Bestandteile eines Impulses überlagert. Auch damit können die oft verrauschten TE-Muster in die einzelnen Quellen zerlegt werden.

Gleichzeitig kann ein zunehmender Trend zur Kombination der verschiedenen Verfahren verwendet werden. Beispielsweise ergibt die Kombination der konventionellen elektrischen Messung mit der UHF-Messung einen hervorragenden Filter um externe von internen Teilentladungen zu unterscheiden, *Abbildung 11*. Durch eine UND-Verknüpfung zwischen elektrischen und UHF-Impulsen können die breitbandigen internen Teilentladungen von externen Störern unterschieden werden, da diese Signale den durch den Kessel nahezu perfekt geschirmten UHF-Sensor im Trafo-Inneren nicht erreichen können.



*Abbildung 11: TE-Signal und Störer im Frequenzbereich 1 kHz-1 GHz (oben) und Kombination von elektrischer und UHF-TE-Messung mittels Gating (unten)*

## 5 INTELLIGENTE AUSWERTESYSTEME UND ASSET MANAGEMENT

Nach der Bestimmung einzelner Alterungsparameter durch entsprechende Messverfahren ist sowohl eine Bewertung des Messwerts als auch eine übergreifende Bewertung des Betriebsmittels nötig. Abbildung 12 zeigt, wie diagnostische Methoden und Online Monitoring mit einem intelligenten System zur Diagnose und Unterstützung des Asset Management verknüpft werden. Verschiedene Eingangsvariable werden sowohl diskontinuierlich Vorort als auch kontinuierlich im Betrieb gemessen. Die genügende Abdeckung der signifikanten Parameter ermöglicht es, die thermische, elektrische, mechanische und chemische Alterung zu beobachten und realistisch zu quantifizieren.

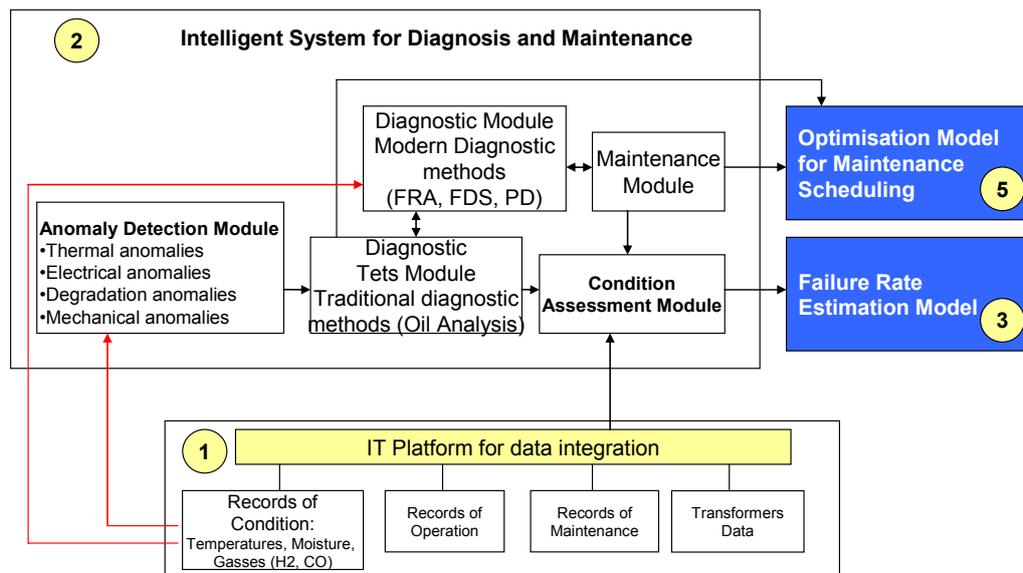


Abbildung 12: Intelligentes System zur Diagnose und Unterstützung des Asset Management

Während die messtechnische Erfassung von Größen mit den heutigen Mitteln noch relativ einfach ausgeführt werden kann, besteht die besondere Schwierigkeit in der Brücke zu Instandhaltungsstrategien und Entscheidungen des Asset Managements. Prinzipiell kann für den nachhaltigen Betrieb von Transformatorenparcs in den folgenden Schritten vorgegangen werden:

1. Bestandsaufnahme  
Erfassung von Zahl und strategischer Wichtigkeit der vorhandenen Transformatoren, zuordnen der bereits durchgeführten Messungen
2. Fleet screening  
Bestimmung der signifikanten Kenngrößen für die Alterung jedes Transformators mit den wichtigsten chemischen und elektrischen Schlüssel-Verfahren
3. Detaillierte Untersuchung auffälliger Einheiten  
Einsatz fortgeschrittener Analyseverfahren und im Fehlerfall auch finanzielle Abschätzung der Reparaturmaßnahme
4. Ranking und Instandhaltungsentscheidung  
Bewertung der gesamten Flotte mit gewichteten Kenngrößen, Entscheidung für Weiterbetrieb, Reparatur oder Neubeschaffung einzelner Einheiten

## LITERATUR

- [1] R. Patsch et. al: "Alterung von Betriebsmitteln - ein Überblick", Online verfügbar am 02. Februar 2010 unter [www.vde.com/](http://www.vde.com/)
- [2] Wikipedia-Artikel "Ageing", online verfügbar am 18. Januar 2010 unter [en.wikipedia.org/wiki/Ageing](http://en.wikipedia.org/wiki/Ageing)
- [3] IEC EN 60422 "Richtlinien zur Überwachung und Wartung von Isolierölen auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln", Ausgabe: 2007-04-01
- [4] "Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers", Cigré TF D1.01.10, Brochure 323, Online verfügbar, [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org)
- [5] D. Vukovic et. al: "Dielectric Performance and Dissolved Gas Analysis of Natural Esters for Application in Power Transformers" CIGRE SC D1 – Colloquium in Budapest 2009
- [6] M. Koch, S. Tenbohlen: "The Breakdown Voltage of Insulation Oil under the Influence of Humidity, Acidity, Particles and Pressure", International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials APTADM, 26.-28.09.2007, Wroclaw
- [7] M. Koch: "Reliable Moisture Determination in Power Transformers", Dissertation, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, Sierke Verlag Göttingen, Germany, 2008
- [8] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, T. J. Painter: "Aging of oil-impregnated paper in power transformers", IEEE Transactions on Power Delivery, Jan. 2004 Volume: 19, Issue 1, p. 230- 239
- [9] S. Tenbohlen, M. Koch: "Aging Performance and Moisture Solubility of Vegetable Oils for Power Transformers", IEEE Transactions on Power Delivery, TPWRD.2009.2034747, 2010
- [10] "Copper Sulphide in Transformer Insulation", Cigré WG A2.32, brochure on-line available at [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org)
- [11] S. M. Gubanski et. al: "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers" CIGRÉ Task Force 15.01.09, Technical Brochure 254, Paris, 2004
- [12] M. Koch, M. Krüger: "A Fast and Reliable Dielectric Diagnostic Method to Determine Moisture in Power Transformers", CMD 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, 2008
- [13] IEC 60270 "High-Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements", Ausgabe 2000-12-01
- [14] K. Rethmeier, et. al: "Unterdrückung von Frequenz- und Pulsstörungen bei Teilentladungsmessungen in gestörter Messumgebung" ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Düsseldorf 2009



## **Effiziente Zuteilung knapper Wartungs- und Instandsetzungsressourcen an Leistungstransformatoren**

**Markus Fischer\***, Tobias Lübbe,  
Stefan Tenbohlen  
Universität Stuttgart  
\* markus.fischer@ieh.uni-stuttgart.de  
Deutschland

**Michael Schäfer\***, Reinhold Haug  
EnBW Regional AG  
\* mic.schaefer@enbw.com  
Deutschland

### **KURZFASSUNG**

Die regelmäßige Erneuerung eines Leistungstransformatorportfolios ist teuer. Mit erheblichen Kosten verbunden ist allerdings auch die Wartung und Instandsetzung der Leistungstransformatoren. Dennoch müssen Betreiber eine kosteneffiziente Energieversorgung bei gleichzeitig hoher Versorgungsqualität sicherstellen.

Eine bewährte Strategie um Anschaffungskosten zu reduzieren, ist, die Laufzeiten von Leistungstransformatoren zu verlängern. Längere Laufzeiten der Leistungstransformatoren bedeuten allerdings auch steigenden Aufwand für Wartung und Instandsetzung und damit eine gewisse Kostenverlagerung von der Anschaffung hin zur Wartung und Instandsetzung.

Es ist dementsprechend notwendig, gerade soviel Wartungs- und Instandsetzungskapazitäten für das Energieversorgungsnetz vorzuhalten, wie für die Gewährleistung einer definierten Versorgungsqualität erforderlich ist. Folglich müssen knappe Wartungs- und Instandsetzungskapazitäten effizient verteilt werden. Effiziente Verteilung meint, dass derjenige Leistungstransformator Wartungs- oder Instandsetzungskapazitäten als erstes in Anspruch nehmen kann, welcher, gemessen an bestimmten Kriterien, dies am vordringlichsten benötigt.

Der Artikel führt zwei Kriterien ein, anhand derer Leistungstransformatoren beurteilt werden: Zustandsklassen und Ausfallrisiko. Für alle Leistungstransformatoren einer Flotte werden zunächst die Zustandsklassen „nicht gealtert, nicht verschlissen“, „gealtert“, „verschlissen (nicht sichtbar)“ und „verschlissen (sichtbar)“ unterschieden. Die Einteilung einer Transformatorflotte in diese Zustandsklassen führt auf eine erste Wartungs- und Instandsetzungsreihenfolge. Innerhalb der Zustandsklassen wird dann das Ausfallrisiko herangezogen, um davon eine klasseninterne Zuteilungsreihenfolge abzuleiten.

Das Ausfallrisiko eines Leistungstransformators ist das Produkt aus dessen Wichtigkeit (Auswirkungen des Ausfalls für das Energieversorgungsnetz und für den Leistungstransformator selbst) und aus dessen Abnutzungsgrad. Um wiederum den Abnutzungsgrad eines Leistungstransformators zu ermitteln, bedarf es der Inspektion seiner Komponenten und der Berücksichtigung ihres Funktionsbeitrags für die Funktionsfähigkeit des Leistungstransformators.

In diesem Beitrag wird die Inspektion einer der wichtigsten Transformatorbestandteile, nämlich des Isolationssystems, unter Zuhilfenahme der Gas-in-Öl Analyse und der Ölkennzahlen durchgeführt. Die Zustandsabschätzung erfolgt durch eine neuartige Interpretationsmethoden für die Gas-in-Öl Analyse und für die Ölkennzahlen. Beide Interpretationsmethoden nutzen Konzepte aus der künstlichen Intelligenz, die eine verbesserte Abbildung zwischen Merkmals- und Zustandsraum von Leistungstransformatoren gewährleisten können.

An den Daten einer heterogenen und einer homogenen Untergruppe einer Transformatorflotte muss sich schließlich das Wartungs- und Instandsetzungskonzept beweisen.

## 1 EINLEITUNG

Bei medizinischen Großschadensereignissen stehen manchmal nicht genügend Ressourcen zur Verfügung, um alle Verletzten versorgen zu können. Die Notfallmedizin steht dann vor dem Problem der Zuteilung knapper Ressourcen und zwar so, dass damit die bestmögliche Versorgungsqualität für die Gruppe der Verletzten (aber nicht notwendigerweise für den einzelnen Verletzten) erreicht wird.

Grundlage der Zuteilung ist die Triage. Während der Triage werden die Verletzten gesichtet und entsprechend der Schwere ihrer Verletzung in eine von mehreren Behandlungsklassen eingeteilt. An die Klassen sind dann unterschiedliche Behandlungsprioritäten geknüpft [1]. Stehen innerhalb einer Klasse nicht genügend Ressourcen zur gleichzeitigen Behandlung aller Verletzten zur Verfügung, muss eine weitergehende Behandlungsreihenfolge festgelegt werden.

Die Instandhaltung von Energieversorgungsnetzen steht in gewisser Weise vor dem umgekehrten Problem der Zuteilung knapper Ressourcen. Verlängerte Laufzeiten von Leistungstransformatoren zur Vermeidung von hohen Anschaffungskosten führen dazu, dass der Wartungs- und Instandsetzungsaufwand steigt. Damit vollzieht sich eine gewisse Kostenverlagerung von der Anschaffung hin zur Wartung und Instandsetzung. Um eine Kostenexplosion bei Wartung und Instandsetzung zu vermeiden, bedarf es einer geeigneten Dimensionierung der Wartungs- und Instandsetzungskapazitäten und zwar so, dass gleichzeitig eine hohe, aber definierte, Versorgungsqualität sicherstellt werden kann. Nicht nach der maximalen Versorgungsqualität bei gegebenen Ressourcen wird also gefragt, sondern nach den minimalen Ressourcen für eine gegebene Versorgungsqualität.

Der Artikel will darauf eine Antwort geben, indem er als Indikatoren für den Wartungs- und Instandsetzungsbedarf die Zustandsklassen und das Ausfallrisiko vorschlägt und anhand dieser Indikatoren auch eine Wartungs- und Instandsetzungsreihenfolge für eine Transformatorenflotte definiert. Folgende Punkte sind Gegenstand des Beitrags:

- Einführung von Zustandsklassen mit unterschiedlichen Wartungs- bzw. Instandsetzungsprioritäten. Grundlage ist die Komponentenfunktion und der Komponentenzustand.
- Definition einer Reihenfolge für Wartung oder Instandsetzung innerhalb der Wartungs- und Instandsetzungsklassen. Grundlage ist das Ausfallrisiko.
- Definition des Ausfallrisikos über Wichtigkeit und Abnutzungsgrad des Leistungstransformators
- Bestimmung des Abnutzungsgrads als Funktion des Leistungstransformatorzustands, der sich wiederum aus dem Zustand und des Funktionsbeitrags seiner Komponenten ergibt.
- Abschätzung des Komponentenzustands mit Hilfe der Inspektion unter Einsatz der „Gas-in-Öl Analyse“ und der „Ölkennzahlen“. Anwendung von Interpretationsmethoden, die auf Konzepten der künstlichen Intelligenz beruhen
- Erprobung des Gesamtkonzepts am Beispiel einer Transformatorflotte, deren Individuen durch unterschiedliche Zustände und Wichtigkeiten charakterisiert sind.

## 2 WARTUNGS- UND INSTANDSETZUNGSREIHENFOLGE

Die Wartungs- und Instandsetzungsreihenfolge in einer Transformatorenflotte hängt primär vom Zustand und sekundär erst vom Ausfallrisiko der Leistungstransformatoren ab. Der Zustand dient also der ersten Orientierung und ermöglicht die Einteilung der Leistungstransformatoren in so genannte Wartungs- und Instandsetzungsklassen, die sich in der Wartungs- und Instandsetzungspriorität stark voneinander unterscheiden.

### 2.1 Wartungs- und Instandsetzungsklassen

Für Leistungstransformatoren lassen sich verschiedene Wartungs- und Instandsetzungsklassen definieren, die sich unmittelbar aus einer Teilmenge grundlegender Transformatorzustände ergeben (Bild 1.4a). Dazu zählen der sichtbar verschlissene sowie der nicht sichtbar verschlissene Zustand. Ebenfalls dazu gehört der Alterungszustand. Nicht dazu gehört dagegen der Zustand ohne Alterung und Verschleiß, der keiner Wartung oder Instandsetzung bedarf. Ebenfalls nicht dazu zählt der unbekannte Zustand, der nach Klärung zugunsten eines der anderen Zustände aufgegeben werden kann.

Die Wartungs- und Instandsetzungsklassen unterscheiden sich in ihrer Dringlichkeit. Alle sichtbar verschlissenen Leistungstransformatoren haben zunächst die höchste Instandsetzungspriorität. An zweiter Stelle steht die Wartung der nicht sichtbar verschlissenen Leistungstransformatoren. Drittrangig ist die Wartung von Leistungstransformatoren, für die es Anzeichen der Alterung gibt.

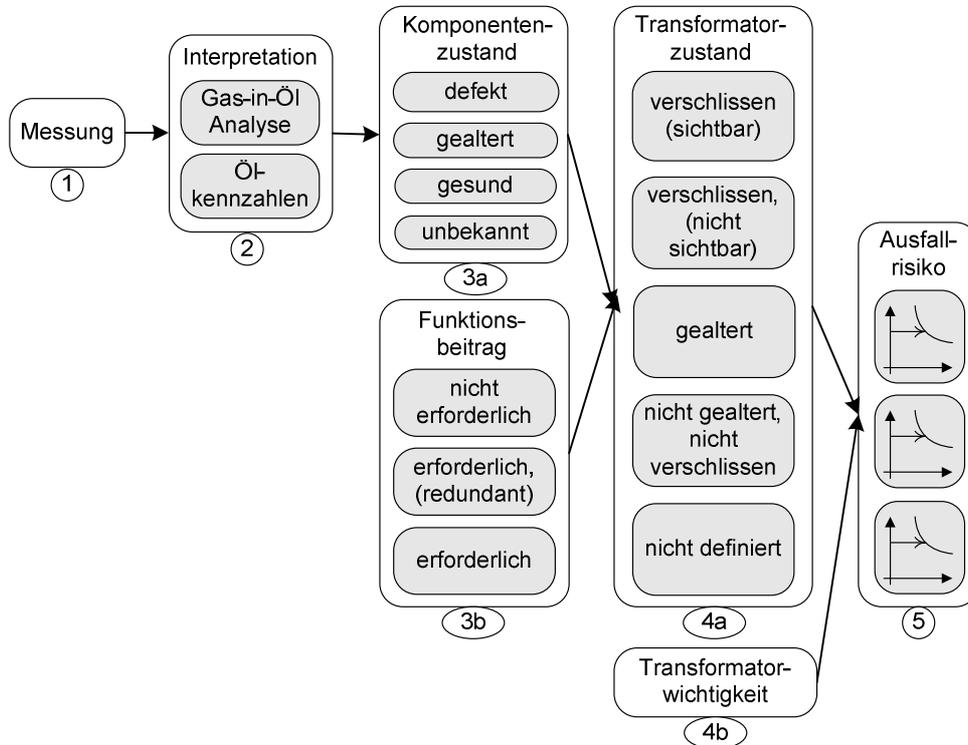


Bild 1 Einflussgrößen bei der Ermittlung des Ausfallrisikos von Leistungstransformatoren

Der Leistungstransformator ist kein Monolith. Er besteht aus Komponenten wie z.B. Eisenkern, Wicklungen, Kessel, Stufenschalter oder Durchführungen. Der Zustand und der Funktionsbeitrag dieser Komponenten bestimmen den Zustand des Leistungstransformators. Der Komponentenzustand kann „defekt“, „gealtert“, „gesund“ oder „unbekannt“ sein (Bild 1.3a). Der Komponentenfunktionsbeitrag ist entweder „erforderlich“, „erforderlich, aber redundant“, oder „nicht erforderlich“ (Bild 1.3b).

	Komponentenfunktionsbeitrag: nicht erforderlich	Komponentenfunktionsbeitrag: erforderlich (redundant)	Komponentenfunktionsbeitrag: erforderlich
<b>Komponentenzustand: unbekannt*</b> <sup>1</sup>	unbekannt	unbekannt	unbekannt
<b>Komponentenzustand: gesund*</b> <sup>2</sup>	nicht gealtert, nicht verschlissen	nicht gealtert, nicht verschlissen	nicht gealtert, nicht verschlissen
<b>Komponentenzustand: gealtert*</b> <sup>3</sup>	gealtert	gealtert	gealtert
<b>Komponentenzustand: defekt*</b> <sup>4</sup>	verschlissen (nicht sichtbar)	verschlissen (nicht sichtbar)	verschlissen (sichtbar)

Tabelle 1 Der Transformatorzustand als Kombination des Zustands und des Funktionsbeitrags seiner Komponenten. Legende: \*2 Muss für alle Komponenten gelten. \*1,3,4 Muss für wenigstens eine Komponente gelten.

Der Transformatorzustand in Abhängigkeit vom Zustand und Funktionsbeitrag seiner Komponenten ergibt sich aus Tabelle 1. Es ist anzumerken, dass der Zustand des Leistungstransformators nur dann ohne Alterung und Verschleiß ist, wenn alle seine Komponenten gesund sind. Für die Zustände „unbekannt“, „gealtert“, „verschlissen (nicht sichtbar)“ und „verschlissen (sichtbar)“ muss wenigstens eine Komponente unbekannt, gealtert bzw. defekt sein. Bei unterschiedlichen Zuständen der Komponenten dominiert „unbekannt“ über „defekt“ über „gealtert“ über „gesund“. Analog dominiert bei verschiedenen Funktionsbeiträgen der Komponenten „erforderlich“ über „erforderlich (redundant)“ über „nicht erforderlich“.

## 2.2 Klasseninterne Wartungs- und Instandsetzungsreihenfolge mit Risikoindizes

Für die Wartungs- oder Instandsetzungsklassen ist eine weitere klasseninterne Differenzierung der Wartungs- bzw. Instandsetzungsreihenfolge erforderlich. Realisiert wird das durch die Definition eines Risikoindex (Gleichung 1), der die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Leistungstransformators abschätzt. Der Risikoindex  $R$  ist definiert als das Produkt der Transformatorwichtigkeit  $I$  in Prozent (Bild 1.4b) und des Transformatorabnutzungsgrads  $W$  in Prozent. Letzterer verhält sich wiederum komplementär zum Transformatorzustand  $C$  in Prozent (Bild 1.4a), d.h. je besser der Zustand, desto geringer der Abnutzungsgrad. Demnach ist:

$$R = I \cdot W = I \cdot (100 - C) \quad (1)$$

Trägt man die Risikoindizes einer Wartungs- oder Instandsetzungsklasse in ein Risikodiagramm (Bild 2) ein, lässt sich die Wartungs- bzw. Instandsetzungsreihenfolge ermitteln.

Am Beispiel des Leistungstransformators aus [2] soll gezeigt werden, wie das Risikodiagramm zu lesen ist. Bei diesem Leistungstransformator handelt es sich um einen Maschinentransformator. Er ist daher relativ wichtig für das Energieversorgungsnetz und ist zudem noch neu, so dass eine Wichtigkeit in Höhe von 70% gerechtfertigt ist. Bei seiner Inbetriebnahme ist er uneingeschränkt funktionsfähig. Sein Abnutzungsgrad ist daher 0%. Folglich liegt der Risikoindex bei Bild 2.1. Über die Jahre erfuhrt er dann eine betriebsbedingte Abnutzung in Höhe von 63%. Die Wichtigkeit blieb konstant (unveränderte Funktion und Vernachlässigung des Alters). Demnach liegt der Risikoindex bei Bild 2.2.

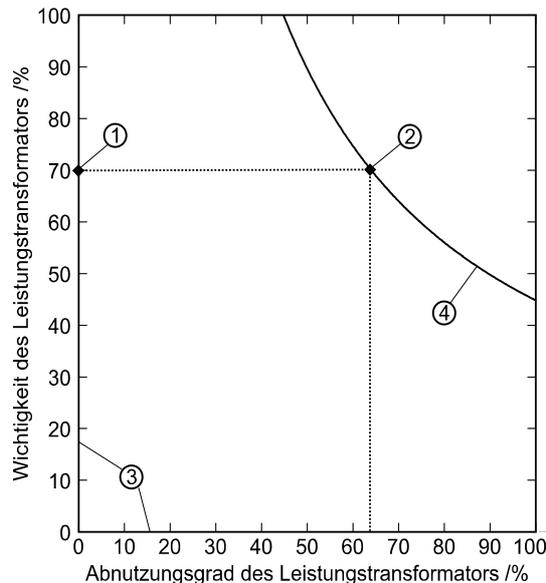


Bild 2 Risikodiagramm: Transformatorabnutzungsgrad und -wichtigkeit bestimmen das Ausfallrisiko.

Der Risikoindex bei Bild 2.1 liegt auf einer degenerierten Hyperbel (Bild 2.3), für die das Ausfallrisiko Null ist. Im Gegensatz dazu liegt der Risikoindex bei Bild 2.2 auf einer gewöhnlichen Hyperbel (Bild 2.4). Alle Leistungstransformatoren, deren Risikoindizes auf derselben Hyperbel zu liegen kommen, können in beliebiger Reihenfolge gewartet bzw. Instand gesetzt werden, da ihr Ausfallrisiko gleich ist. Zwischen verschiedenen Hyperbeln existiert dagegen eine Wartungs- und Instandsetzungsreihenfolge, wobei stets diejenigen Leistungstransformatoren zuerst gewartet bzw. Instand gesetzt werden, die auf der Hyperbel mit dem höchsten Ausfallrisiko liegen.

## 3 KOMPONENTENZUSTAND

Für die Wartungs- und Instandsetzungsreihenfolge in einer Transformatorflotte ist die Kenntnis der Transformatorzustände unerlässlich. Dies ist Aufgabe der Inspektion. Für Leistungstransformatoren kennt man verschiedene Inspektionsmethoden, von denen sich die Gas-in-Öl Analyse und die Ölkennzahlen über Jahre bewähren konnten.

Die Gas-in-Öl Analyse kann ein breites Spektrum an Defekten bei Leistungstransformatorkomponenten erkennen. Ergänzend geben Ölkennzahlen Auskunft über die Alterung von Leistungstransformatorkomponenten. Um einen Vergleich zur Medizin zu ziehen: Die Gas-in-Öl Analyse entdeckt „Krankheiten“ anhand bestimmter Symptome und die Ölkennzahlen geben Auskunft über den „Fitnesszustand“.

### 3.1 Alterungsabschätzung mit den Ölkennzahlen

Grundlage für die Alterungsabschätzung mit den Ölkennzahlen ist die Norm IEC 60422 [3]. Diese beschreibt verschiedene Ölkennzahlen und gibt Handlungsempfehlungen für den Fall, dass Ölkennzahlen gewisse Schwellwerte über- oder unterschreiten. Die Norm unterscheidet dabei zwischen Ölkennzahlen, die in Routineprüfungen ermittelt werden (Bild 3.1a), und Ölkennzahlen, die aus Zusatzprüfungen hervorgehen (Bild 3.1b).

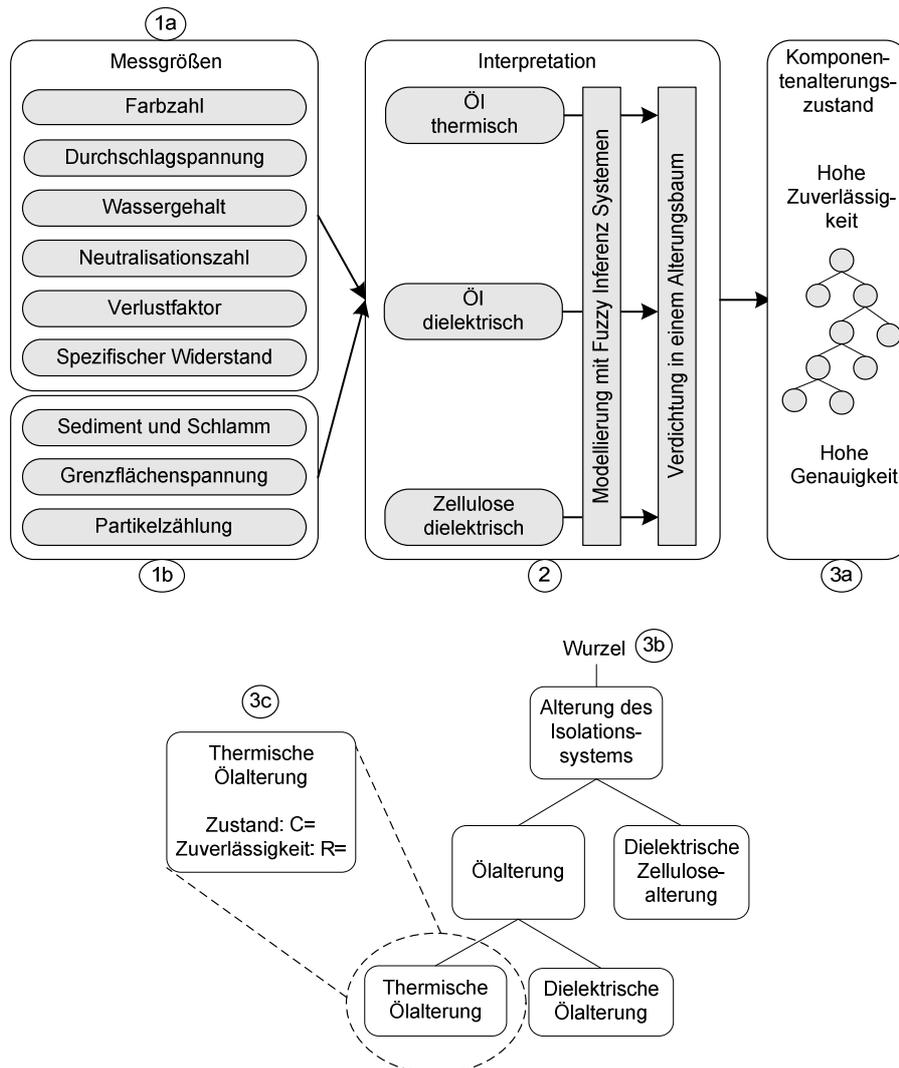


Bild 3 Drei Fuzzy Inferenz Systeme (2) werten Ölkennzahlen der Routineprüfung (1a) und der Zusatzprüfung (1b) hinsichtlich des thermischen und dielektrischen Alters des Isolieröls sowie hinsichtlich des dielektrischen Alters der Zellulose (3a) aus. Ergebnis der Auswertung sind Alterungszustand und Zuverlässigkeit für alle Blätter (3c) des Alterungszustandsbaums (3b). Die Verdichtung der Alterungszustände und Zuverlässigkeiten erfolgt Blatt aufwärts bis zur Wurzel.

Ölkennzahlen lassen Rückschlüsse auf den Alterungszustand des Isolationssystems in Leistungstransformatoren zu. Die wesentlichen Bestandteile eines Isolationssystems sind Öl und Zellulose. Vom Öl erwartet der Leistungstransformator zwei Eigenschaften: Es muss Verlustwärme abtransportieren können und eine ausreichende elektrische Festigkeit aufweisen. Bei der Zellulose ist eine ausreichende elektrische Festigkeit maßgebend. Daraus resultieren in Summe drei Alterungsarten des Isolationssys-

tems, die von Interesse sind: „thermische Öl-Alterung“, „dielektrische Öl-Alterung“ und „dielektrische Zellulose-Alterung“ (Bild 3.3b).

Das Know-how der Norm IEC 60422 steckt in den Handlungsanweisungen bei Über- oder Unterschreitung bestimmter Grenzwerte. Es stellt sich die Frage, wie man aus den Handlungsanweisungen eine Aussage über die Alterungsarten ableiten kann (Bild 3.1-3). Die Antwort darauf sind drei Fuzzy Inferenz Systeme, ein jedes für eine Alterungsart. Fuzzy Inferenz Systeme sind bestens geeignet, um mit den teilweise unscharfen und in verbaler Form vorliegenden Aussagen der Norm umzugehen.

Eine Herausforderung anderer Art ist die flexible Berücksichtigung der Ölkennzahlen bei der Interpretation. Nach Möglichkeit sollten sowohl die Ölkennzahlen der Routineprüfung als auch die der Zusatzprüfung in die Interpretation einbezogen werden. Fehlen allerdings manche Ölkennzahlen, muss sich die Interpretation auf die verbleibenden Ölkennzahlen stützen. Je weniger Ölkennzahlen aber in die Interpretation einbezogen werden, desto geringer ist die Zuverlässigkeit der Alterungsbestimmung. Schließlich ist noch zu bedenken, dass Ölkennzahlen sich in ihrer Aussagekraft voneinander unterscheiden können. Wieder bietet die Verwendung von Fuzzy Inferenz Systemen entscheidende Vorteile. Fuzzy Inferenz Systeme arbeiten mit Produktionsregeln, mit Hilfe derer die Ölkennzahlen auf einen Alterungszustand abgebildet werden. Je nach Aussagekraft der Ölkennzahlen können die Produktionsregeln gewichtet werden. Fehlen Ölkennzahlen, können die korrespondierenden Produktionsregeln mit Null gewichtet und so abgeschaltet werden. Anzahl und Aussagekraft der Ölkennzahlen gehen in separaten Berechnungen in eine Zuverlässigkeit für jede Alterungsart ein.

Die letzte Herausforderung besteht darin, die Zuverlässigkeit, mit der die Alterungsbestimmung erfolgt, zu erhöhen. Dazu erfolgt die Verdichtung der Alterungszustände in einem Alterungszustandsbaum (Bild 3.3b). Zunächst bestimmen die Fuzzy Inferenz Systeme und parallel dazu die Zuverlässigkeitsberechnung für alle Blätter des Alterungszustandsbaumes den Alterungszustand und die Zuverlässigkeit der Alterungsschätzung. Auf dem Weg zur Wurzel werden beginnend mit den Blättern für alle übrigen Knoten die Alterungszustände und Zuverlässigkeiten berechnet. Die Berechnungsvorschrift für Alterungszustand und Zuverlässigkeit ist der Berechnungsvorschrift für Fehlerzustand und Zuverlässigkeit der neuen Interpretationsmethode für die Gas-in-Öl Analyse entliehen [5].

### 3.2 Fehlerabschätzung mit der Gas-in-Öl Analyse

Bei den Ölkennzahlen wurde auf Basis einer Norm die Interpretation erst entwickelt. Im Gegensatz dazu sind für die Gas-in-Öl Analyse bereits zahlreiche Interpretationsmethoden bekannt. Eine Übersicht über die meisten Interpretationsmethoden und deren Arbeitsweise findet sich in [4]. Diese klassischen Interpretationsmethoden zeigen leider verschiedene nachteilige Eigenschaften, so z.B. Probleme mit der Diagnose von komplexen Fehlern oder mit der Diagnose mehrerer gleichzeitiger Fehler. In [5] wird ein neues Interpretationsverfahren vorgestellt, das auf den bekannten Interpretationsmethoden aufbaut. Es nutzt deren Vorteile, vermeidet gleichzeitig aber deren Nachteile, und kann so genauer und zuverlässiger arbeiten.

Die neue Interpretationsmethode (Bild 4.2) ist flexibel. Sie kann alle oder auch nur eine konventionelle Interpretationsmethode nutzen. Dementsprechend gehen auch unterschiedlich viele Messgrößen (Bild 4.1) in die Interpretation mit ein. Das Know-how der neuen Interpretationsmethode steckt in den Modifikationen und Erweiterungen der klassischen Interpretationsmethoden (Bild 4.2). Die Modifikationen und Erweiterungen sollen im Folgenden beschrieben werden:

Manche konventionellen Interpretationsmethoden machen nur Aussagen über Fehlerzustände. Der gesunden Zustand oder der undefinierte Zustand werden ignoriert. Die dadurch verursachten Definitionslücken müssen nachträglich durch Einführung des gesunden bzw. undefinierten Zustandes geschlossen werden.

In der Medizin sprechen ähnliche Symptomatiken (sofern die Symptomatiken vollständig sind) dafür, dass auch die Krankheitsursachen ähnlich sein müssen. Von konventionellen Interpretationsmethoden kann dies nicht garantiert werden. Ursächlich verantwortlich sind die Schwellwerte, mit denen konventionelle Interpretationsmethoden arbeiten. Um die Schwellwerte zu vermeiden, werden die konventionellen Interpretationsmethoden nachträglich mit Fuzzy Inferenz Systemen modelliert.

Es gibt zahlreiche Freiheitsgrade bei der Erstellung der Regelbasis für ein Fuzzy Inferenz Systemen. Wenn beispielsweise zwei Voraussetzungen den gleichen Schluss zulassen, kann dieser Umstand mit

einer Produktionsregel erschlagen werden, deren Prämisse beide Voraussetzungen ODER verknüpft. Alternativ können auch zwei Produktionsregeln definiert werden, die je eine der beiden Voraussetzungen in ihrer Prämisse tragen. Die Standardisierung ist ein Vorgang, der die Regelbasis eines Fuzzy Inferenz Systems in eine bestimmte Form überführt, welche ein nachträgliches Training ermöglicht.

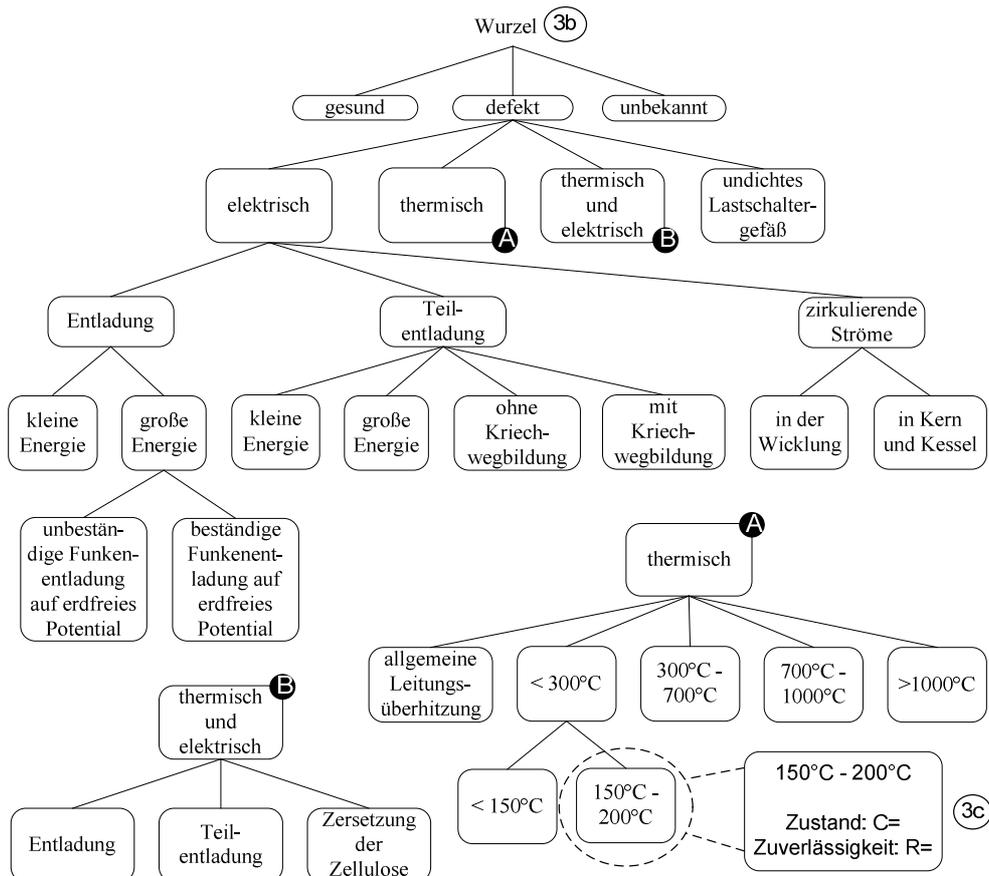
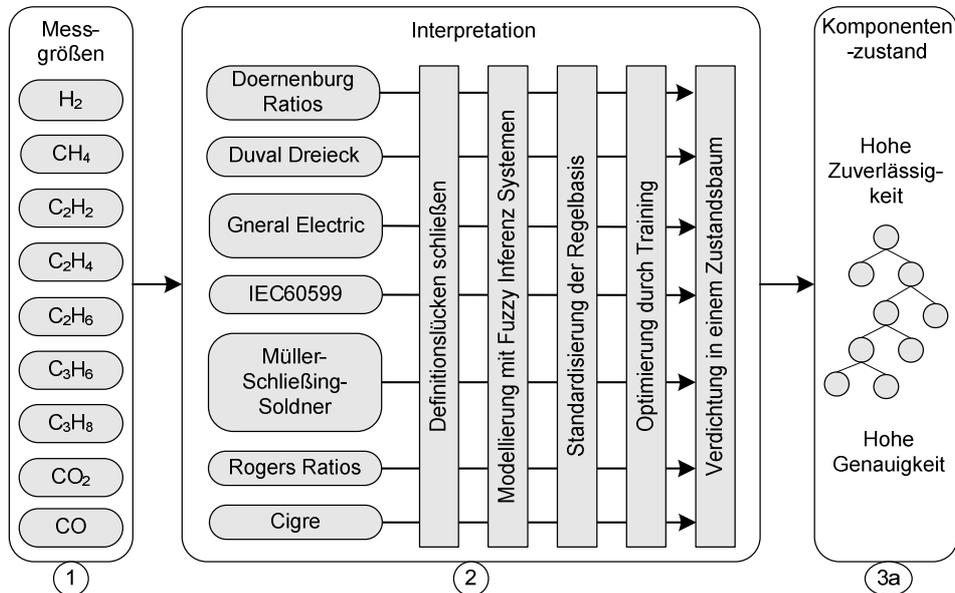


Bild 4 Sieben Fuzzy Inferenz Systeme (2) werten Gaskonzentrationen (1) im Hinblick auf den Fehlerzustand (3) des Leistungstransformators aus. Ergebnisse der Auswertung sind Zustand und Zuverlässigkeit der Zustandsabschätzung für alle Blätter (3c) des Fehlerzustandsbaumes (3b). Die Verdichtung der Zustände und Zuverlässigkeiten erfolgt Blatt aufwärts bis zur Wurzel.

Transformatorinspektionen führen zu Erkenntnissen, die den konventionellen Interpretationsmethoden widersprechen oder auch beipflichten können. Die neue Interpretationsmethode soll die Erkenntnisse

selbstverständlich berücksichtigen. Dazu müssen Fuzzy Inferenz Systeme optimiert werden (Training).

Die klassischen Interpretationsmethoden, auf denen die neue Interpretationsmethode beruht, berücksichtigen in Summe zahlreiche mitunter stark differenzierte Fehlerzustände. Weil die Fehlerzustände von den Blättern des Fehlerzustandsbaum (Bild 4.3b) repräsentiert werden, trägt der Fehlerzustandsbaum wesentlich mehr Blätter als der Alterungszustandsbaum (Bild 3.3b). Tendenziell sind Fehlerausagen aber umso unzuverlässiger, je spezifischer sie sind. Es macht also Sinn, die restlichen Knoten des Zustandsbaumes entsprechend der Berechnungsvorschrift aus [5] von den Blättern bis zur Wurzel zu berechnen. Denn mit zunehmender Nähe eines Knotens zur Wurzel werden die Zustandsaussagen immer unspezifischer, dafür aber verbessert sich deren Zuverlässigkeit. Wenn alle Knoten bestimmt sind, besteht die Freiheit, zwischen spezifischen aber unzuverlässigen und unspezifischen aber zuverlässigen Zustandsaussagen abwägen zu können.

#### 4 CHARAKTERISIERUNG DER TRANSFORMATORWICHTIGKEIT

Leistungstransformatoren sind fundamentale Bestandteile eines Energieversorgungsnetzes. Fällt ein Leistungstransformator aus, dann deshalb, weil der Leistungstransformator Schaden genommen hat. Er muss also Instand gesetzt oder gegebenenfalls sogar ersetzt werden. Da macht es natürlich einen Unterschied, ob ein junger moderner oder vergleichsweise alter, längst abgeschriebener Leistungstransformator betroffen ist.

Der Ausfall eines Leistungstransformators hat Folgen für die Zuverlässigkeit des Energieversorgungsnetzes. Wie groß die Auswirkungen für das Energieversorgungsnetz sind, kann nicht unmittelbar gemessen werden. Dennoch besteht die Möglichkeit, die Auswirkungen anhand gewisser Kriterien einzuschätzen: Beispielsweise ist der Ausfall eines Maschinentransformators tendenziell schwerwiegender als der eines Netzkupplerttransformators, der Ausfall eines 380kV-Transformators schwerwiegender als der eines 10kV-Transformators und der Ausfall eines stark ausgelasteten Leistungstransformator schwerwiegender als der eines schwach ausgelasteten Leistungstransformators.

Eine Größe, die die Auswirkungen eines Ausfalls messbar machen soll, ist die Wichtigkeit. Die Wichtigkeit bewertet den Leistungstransformator anstelle einzelner Bewertungskriterien. In [6] werden verschiedene Kriterien für die Wichtigkeit vorgestellt, etwa die Anzahl unterbrochener Kunden je Ausfall oder die Kundenstruktur. Nicht immer liegen diese Daten in der Praxis vor. Gleichzeitig wird im Beitrag vorgeschlagen, unter anderem das Alter, die maximale Auslastung, die Umgebungsbedingungen und nicht zuletzt auch den physikalischen Zustand in die Zustandsbestimmung einfließen zu lassen. Es liegt aber nahe, den Zustand eines Leistungstransformators ausschließlich als sein physikalischer Zustand zu definieren und alle anderen Kriterien besser der Wichtigkeit zuzuordnen. Letztlich ist es aber Sache der Betreiber ihre Kriterien festzulegen. Keine geringe Rolle spielt dabei die Verfügbarkeit der Daten.

Zwei Bewertungskriterien der Wichtigkeit, für die im konkreten Fall Daten vorliegen, sollen hier vorgestellt werden: Es handelt sich um die Nennspannung ( $U_n$ ) und das Alter ( $A$ ) des Leistungstransformators. Die Nennspannung gibt Aufschluss über die Auswirkungen eines Ausfalls auf die Versorgungsqualität und das Alter dient der Einschätzung des Schadens für den Leistungstransformator. Da die Versorgungsqualität höher einzuschätzen ist als der Schaden am Leistungstransformator, wird  $U_n$  zu  $A$  im Verhältnis 2:1 gewichtet. Daraus resultiert die folgende Gleichung für die Wichtigkeit ( $I$ ) eines Leistungstransformators:

$$I = \frac{2}{3} \cdot 100 \cdot \frac{U_n}{U_{\max}} + \frac{1}{3} \cdot 100 \cdot \frac{A_{\max} - A}{A_{\max}} \quad \% \quad (2)$$

$U_{\max}$  ist die höchste Oberspannungsebene und  $A_{\max}$  das höchste Alter aller Leistungstransformatoren einer Flotte.  $U_n/U_{\max}$  und  $(A_{\max}-A)/A_{\max}$  sind also relative Größen, die Werte aus dem Intervall [0, 1] annehmen können. Je höher die Nennspannung, desto größer  $U_n/U_{\max}$  und umgekehrt. Im Gegensatz dazu gilt: Je höher das Alter, desto geringer  $(A_{\max}-A)/A_{\max}$  und umgekehrt. Denn der Wert eines jungen Leistungstransformators ist höher einzustufen als der eines alten Leistungstransformators.

## 5 VALIDIERUNG DES WARTUNGS- UND INSTANDSETZUNGSKONZEPTS

Die Überprüfung des Wartungs- und Instandsetzungskonzepts erfordert Ölkennzahlen bzw. Gas-in-Öl Analysen von Leistungstransformatoren. Dankenswerter Weise stellte die EnBW die Daten bestimmter Transformatoren ihrer Transformatorenflotte bereit. Dabei handelt es sich um zwei Gruppen:

Die heterogene Gruppe bestand aus 25 Leistungstransformatoren unterschiedlichen Alters mit unterschiedlicher Nennspannung im Bereich 30kV bis 380kV. Die Gruppe war in der Vergangenheit auffällig geworden und es bestand Verschleißverdacht. Für 10 Transformatoren dieser Gruppe waren ausreichende Mengen an Gas-in-Öl Analysen verfügbar, um diese über einen längeren Zeitraum (1985 bis 2004) auszuwerten (Bild 5, oben). Zusätzlich standen für den Anfang (1985) sowie für das Ende (2004) des Betrachtungszeitraums (Bild 5, oben links bzw. oben rechts) je 3 weitere Transformatoren mit Gas-in-Öl Analysen zur Verfügung, so dass in Summe je 13 Transformatoren zur Auswertung greifbar waren. Da die Transformatoren auffällig waren, wird mit der Gas-in-Öl Analyse den Verschleißzustand des funktionswichtigen Isolationssystems untersucht. Daher werden die Transformatoren sinnvoller Weise der Instandsetzungs-kategorie „verschlissen (sichtbar)“ zugeordnet.

Aus dem Vergleich von Bild 5 oben links mit oben rechts ergibt sich zweierlei: Erstens verlieren alle Leistungstransformatoren über die 19 Jahre Betriebszeit (1985 bis 2004) an Wichtigkeit. Ihre Nennspannung bleibt aber konstant, also ist das zunehmende Alter verantwortlich. Zweitens vermindert sich der Abnutzungsvorrat über der Zeit (01, 05, 07, 11) oder bleibt gleich (04, 12, 13). In drei Fällen (03, 06, 16) nimmt der Abnutzungsvorrat wegen wahrscheinlich zwischenzeitlich durchgeführter Instandsetzungsmaßnahmen zu. Für (02, 14, 15) und (08, 09, 10) fehlt der vorher/nachher Vergleich.

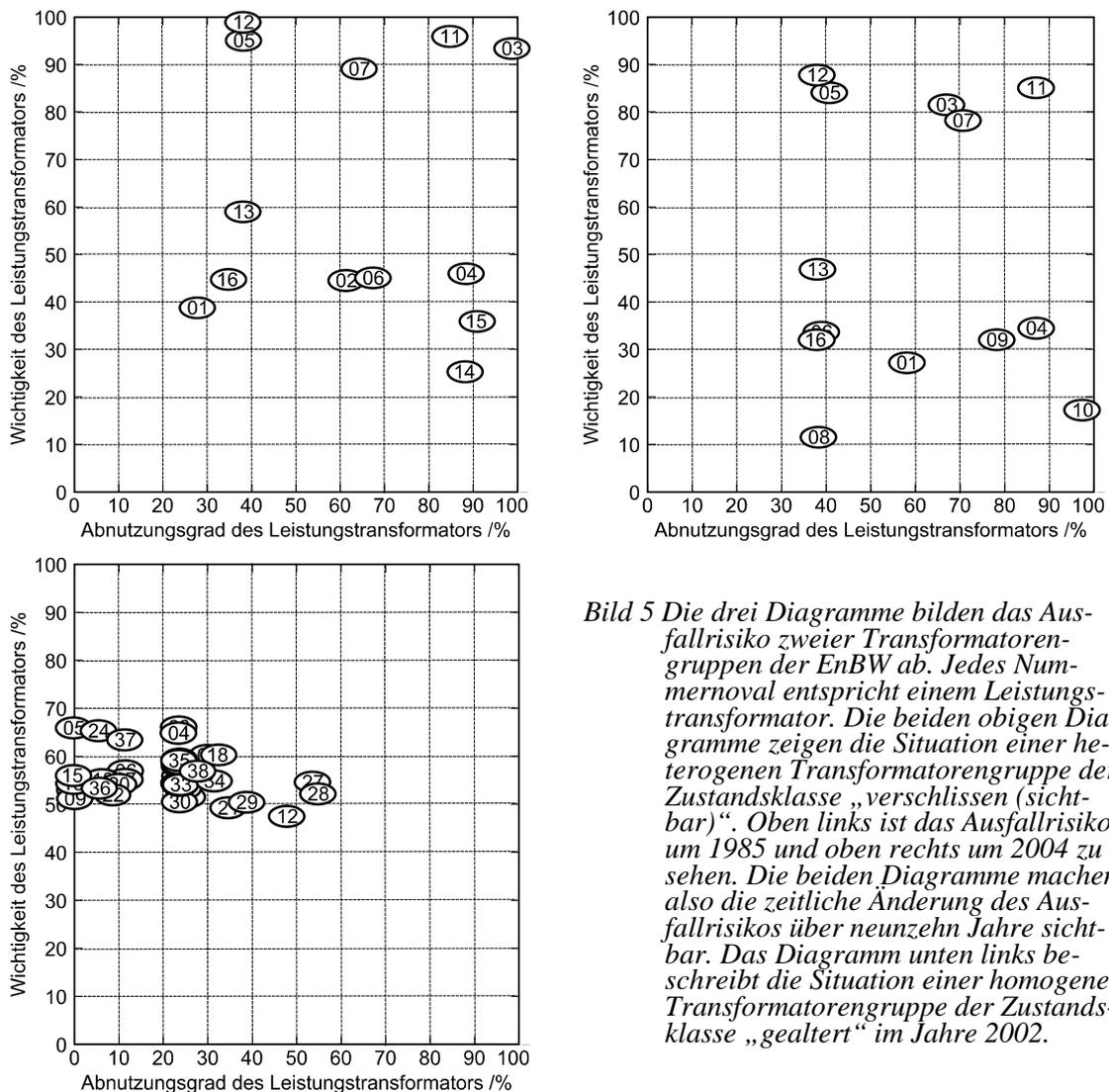


Bild 5 Die drei Diagramme bilden das Ausfallrisiko zweier Transformatorengruppen der EnBW ab. Jedes Nummernoval entspricht einem Leistungstransformator. Die beiden obigen Diagramme zeigen die Situation einer heterogenen Transformatorengruppe der Zustandsklasse „verschlissen (sichtbar)“. Oben links ist das Ausfallrisiko um 1985 und oben rechts um 2004 zu sehen. Die beiden Diagramme machen also die zeitliche Änderung des Ausfallrisikos über neunzehn Jahre sichtbar. Das Diagramm unten links beschreibt die Situation einer homogenen Transformatorengruppe der Zustandsklasse „gealtert“ im Jahre 2002.

Die homogene Gruppe bilden 38 Leistungstransformatoren mit durchweg 220kV Nennspannung (Bild 5, unten links). Ihr Alter streut allerdings. Keiner der Leistungstransformatoren zeigt Verschleißerscheinungen, möglicherweise gibt es aber Indizien für eine Alterung des funktionswichtigen Isolationssystems. Das soll durch die Interpretation der Ölkennzahlen geklärt werden. Die Transformatorgruppe wird daher der Wartungsklasse „gealtert“ zugeordnet. Für das Jahr 2002 gab es ausreichende Mengen Ölkennzahlen, um diese sinnvoll auszuwerten.

Bild 5 unten links zeigt, dass sich die Wichtigkeit aller Leistungstransformatoren in einem relativ schmalen Korridor zwischen 47% und 66% bewegt. Die Häufung kommt zustande, weil die Nennspannung aller Leistungstransformatoren gleich ist und sich daher die Leistungstransformatoren lediglich hinsichtlich ihres Alters unterscheiden. Weiterhin gibt es offensichtlich keinen Leistungstransformator, dessen Abnutzungsvorrat annähernd aufgebraucht wurde. Mancher Abnutzungsvorrat wurde noch nicht einmal angebrochen (16, 15, 09, 08, 05).

Wenn man davon ausgeht, dass kein Leistungstransformator der Gruppe „gealtert“ zwischen 2002 und 2004 verschlissen wurde, dann stellt sich die grobe Wartungs- und Instandsetzungsreihenfolge 2004 wie folgt dar: Zunächst müssten alle 13 Leistungstransformatoren der Gruppe „verschlissen (sichtbar)“ Instand gesetzt werden (Bild 5, oben rechts) bevor aus der Gruppe „gealtert“ (Bild 5, unten links) die 38 Leistungstransformatoren gewartet werden müssten.

Innerhalb der Gruppe „verschlissen (sichtbar)“ müssten die Leistungstransformatoren in folgender Reihenfolge Instand gesetzt werden: 11, 07, 03, 05, 12, 04, 09, 13, 10, 01, 06, 16 und 08. Die nachrangigen Wartungen in der Gruppe „gealtert“ sollten dann in folgender Reihenfolge erfolgen: 27, 28, 12, 18, 29, 02, 24, 21, 38, 03, 04, 35, 19, 32, 25, 11, 17, 23, 26, (33, 14, 13, 01), 31, 30, 37, 06, 07, 20, 22, 24, 10, 36, (16, 15, 09, 08, 05). Alle Leistungstransformatoren innerhalb eines Klammerpaares liegen auf einer gemeinsamen Hyperbel. Das Ausfallrisiko ist daher gleich und eine Wartungsreihenfolge beliebig.

## 6 ZUSAMMENFASSUNG

Die Validierung des Wartungs- und Instandsetzungskonzepts zeigt, dass das Konzept funktioniert.

Es ist sinnvoll, Leistungstransformatoren in ihre funktionalen Bestandteile zu gliedern. So konnte mit Hilfe der neuen Interpretationsmethoden für die Gas-in-Öl Analyse und die Öl-Kennzahlen den Alterungs- und Fehlerzustand des Isolationssystems bestimmt werden. Der Alterungs- und Fehlerzustand sowie der Funktionsbeitrag (erforderlich, nicht redundant) des Isolationssystems legte den Zustand der Leistungstransformatoren und damit auch deren primäre Wartungs- oder Instandsetzungsklassen fest.

Aus dem Transformatorzustand und dessen Wichtigkeit (Alter, Nennspannung) konnte das Ausfallrisiko berechnet und so die klasseninterne Wartungs- bzw. Instandsetzungsreihenfolge festgelegt werden.

Eine effiziente Zuteilung knapper Wartungs- und Instandsetzungsressourcen ist somit garantiert.

## LITERATUR

- [1] Bundesministerium des Innern: „Katastrophenmedizin – Leitfaden für die ärztliche Versorgung im Katastrophenfall“, Media Production Bonn GmbH, 4. Auflage 2006
- [2] M. Koch, W. Koltunowicz, M. Fischer: “Condition Monitoring as a Basis for effective Asset Management” Conference Proceedings of Trafotech 2010, Mumbai, India
- [3] IEC 60422: “Richtlinien zur Überwachung und Wartung von Isolierölen auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln”, DIN 2006
- [4] J.-P. Gibeault: “Tutorial: On-line monitoring of key fault gases in transformer oil – Operational experiences accumulated over the years”, Proceeding of the 10th International Symposium on High Voltage Engineering, 1997
- [5] M. Fischer, S. Tenbohlen: “Improved Condition Assessment by Fuzzy-Modelling, Adjustment and Merging of DGA’s Interpretation Methods”, Conference Proceedings of ISH, 24.-28. August 2009, Capetown, South Africa, no. F-16, p. 1556-1562
- [6] M. Schwan: “Basis für effizientes Asset Management – Priorisierung der Netzbetriebsmittel”, Magazin Netzpraxis, VWEW Energieverlag, 2009, Heft 6, S. 34 – 48

## **Transformer Monitoring – Moving forward from Monitoring to Advanced Diagnostics**

**Brian Sparling SMIEEE**

GE Energy

brian.sparling@ge.com

Canada

**Elizabeth MacKenzie CEng FIET**

GE Energy

elizabeth.mackenzie@ge.com

UK

### **SUMMARY**

This paper identifies the necessity of monitoring power transformers in an economic and political environment where loss of electrical power has a significant effect on industry and society.

It goes on to describe the purpose of monitoring and described some of the drawbacks of on-line monitoring that leads to the accumulation of a large amount of raw data. This data has to be analysed in some form to be able to make sense of it and to be able to make informed decisions about the transformer fleet.

The paper then looks at diagnostics, describing a possible approach to diagnostic techniques and a measurement programme that allows this diagnostic approach to be applied to all transformers in a fleet.

Finally, advanced diagnostics using models and artificial intelligence are explained, and the usefulness of the information that they can provide is described.

The paper concludes that the earlier a transformer problem can be identified, the easier it is to fix.

## 1 INTRODUCTION

The world faces major challenges both today and in the future for the growth and improvement in reliability of its electrical power infrastructure.

Failures of critical transformer assets in both public and private power networks risk impacting not only social issues (provision of electrical power to consumers), but also industrial production and political dynamics. Reliable electricity supply has never been more critical – or politically sensitive – for the world’s economic and social development.

The fundamental design of the power transformer has not altered significantly over the past 100 years. However, the impact and value of losing critical load due to transformer failure has increased by many orders of magnitude. Today, the global service and industries alike are critically dependent upon reliable electric power supply.

### **No power, no business. Period.**

The technologies employed for the purpose of on-line monitoring of transformers have been evolving over the last 20 or more years to the point where they are now commonly accepted, and have been demonstrated to provide critical data for technical and economic decision making on the key parameters and components of critical power transformers.

The technology has reached the point today where with powerful microprocessors, using well-defined equations from published standards such as IEC and IEEE, and non-intrusive sensor technology measuring the key parameters of the transformer and its 5 major components - being the active part (core and windings), oil, bushings, on load tap changer and the cooling system - can make ‘data’ into useful transformer ‘information’ to allow network and asset owners/operators make better technical, operational, and hence business decisions.

A major aspect of these technologies has been the accumulation of copious amounts of data, and the associated problem of what to do with it all. This tremendous volume of information is valuable yet with time and resources in short supply to do a proper analysis of this data/information, there needs to be a new set of technologies and techniques implemented.

The advent of new methods of data modelling and interpretation using statistical analysis, rules based, and artificial intelligence systems is now moving from the research stage to practical field implementation. Critical transformers can now benefit from best-developed practice in this domain. The electric power industry, both network owner/operators and major energy users, has a very real need to move from “just monitoring” equipment to the point of being able to have the knowledge of the operating condition of the equipment and when things begin to go wrong, diagnose the problem to provide a recommended course of action.

For business and industry, greater electrical power system reliability and availability has never before been so important in the development of a nation’s critical infrastructure. This paper concludes with a number of observations as to the immediate benefits of installing effective monitoring and diagnostics solutions on critical network transformers – so that effective actions can be taken in a timely fashion to reduce of unexpected failure or mitigate catastrophic transformer failure.

This paper outlines the conventional wisdom on transformer monitoring and offers some observations as to how performance can be improved. Specific examples of critical transformer asset management are developed and reviewed as part of the analysis.

## 2 MONITORING

In any developed nation, the electrical power network will have a number of specific, critical connections where, if the power flow were interrupted, significant economic, business and social impact would occur. Such connections include:

Industry: power supply into energy dependent activities, including primary metals, petrochemicals, manufacturing using mechanized production technologies.

Infrastructure: rail and metro networks.

IT-dependent industries: global software and IST support centres.

Service industries: delocalized telephone expert support centres.

Each of the above will be fed with electrical power through a critical transformer. Degraded performance or eventual failure of the transformer, without parallel support or contingency, would clearly impact the economic and business performance.

Monitoring of oil-filled transformers, including on-line function specific monitors such as gas-in-oil monitors, and on-load tap change (OLTC) monitors, and off-line testing of its various components has primary purpose to answer a very specific question:

**“Is the equipment operating normally, yes or no?”**

Another way to look at this is to ask the question:

**"Are the transformer and its components behaving normally, yes or no?"**

From real life experiences, it can be said that transformers do indeed behave normally 90% to 95% of the time. The 5% to 10% of the time that these on-line and off-line techniques do detect an anomaly is the time to apply the standard diagnostic techniques to determine the type and nature of the fault. The result of that investigation is to answer the “big question at the end”:

**“Is it serious, yes or no?”**

In about 2% of those cases, the unit usually requires some major repair, or indeed replacement or refurbishment. Where the unit can be taken off-line in a planned and controlled manner, risks to power supply, and hence economic impact of losing a critical feed can be calculated and appropriately mitigated according to the circumstances. In the case of unplanned or significant transformer failures, the economic and social impact of losing crucial power supplies upon the economy is growing exponentially.

A traditional approach to the condition monitoring of transformers would be regular dissolved gas analysis (DGA). DGA provides important information for the transformer and the OLTC, to asset owner/manager; specifically, it provides the means of incipient fault detection with respect to the active part and its oil, and more recently the art of DGA analysis of the oil in OLTC's from which a determination and interpretation of the health of these two parts can be drawn.

However, there are some specific areas where regular DGA falls short:

- It cannot determine the moisture content in the solid insulation (to answer the question, how “wet” is my transformer?)
- It cannot reveal any inefficiency with the cooling system of the transformer, an important item to understand before overloading a unit.

The on-line monitoring devices, normally called IED's (Intelligent Electronic Devices), mounted on the transformer fleet can provide copious amounts of data and information. In many such cases, much of this data and information ends up as "islands" of massive amounts of information.

It is usually stored in various data warehouses or data historians of one kind or another, and often is just sitting there without being analysed in any depth. This presents the dilemma now present in a number of organizations, which enthusiastically embraced the on-line monitoring concepts, and have been successful in detecting anomalies. That dilemma is the proliferation of data from both on-line and off-line test results, and what to do with it.

This data is indeed very valuable, as it represents the measured and observed operating conditions of the transformer, when behaving normally. As such, it can serve as the benchmark or starting point of advanced diagnostics. To make use of it requires experienced staff, and experts to understand the normal behaviour of each piece of equipment. This requires a lot of time and resources, which in most parts of the world are in short supply. As we all know, transformers are very much like humans, they act and behave as individuals.

So how can transformer owners make use of best developed practice in this key area of power network management to mitigate against losing critical transformer assets at a time of significant political and economic pressure upon major network development?

### 3 A DIAGNOSTIC APPROACH

Diagnostics by itself need not be applied on a continuous basis, 90% to 95% of the time transformers are behaving normally, and no diagnostics need be applied. But is the transformer truly behaving normally?

Just observing a standard graph with real time operational information can tell one only that it has not exceeded any alarm threshold, but is there something "hiding" in the information gathered than can provide to us a changing behaviour pattern?

What is needed is a new and automated approach to assist the asset managers and field operations engineers to sort through all this accumulated wealth of data and information to arrive in a timely fashion at some conclusion. Figure 1 suggests such a methodology to achieve the goal.

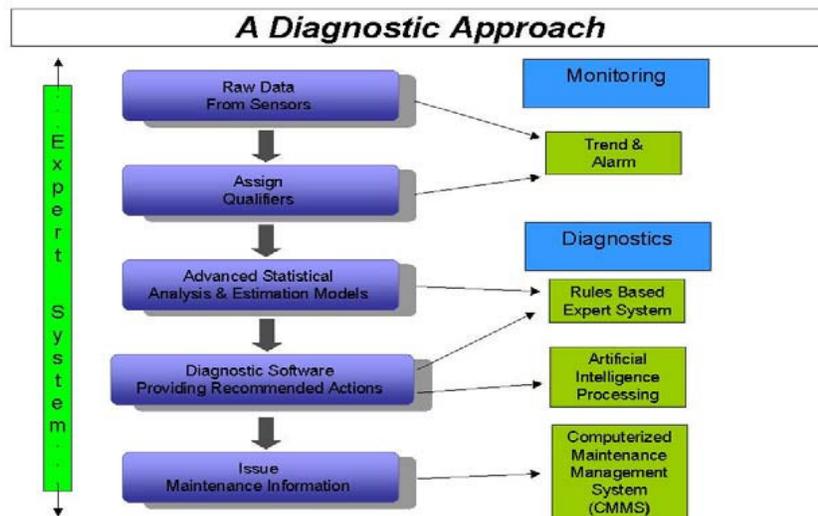


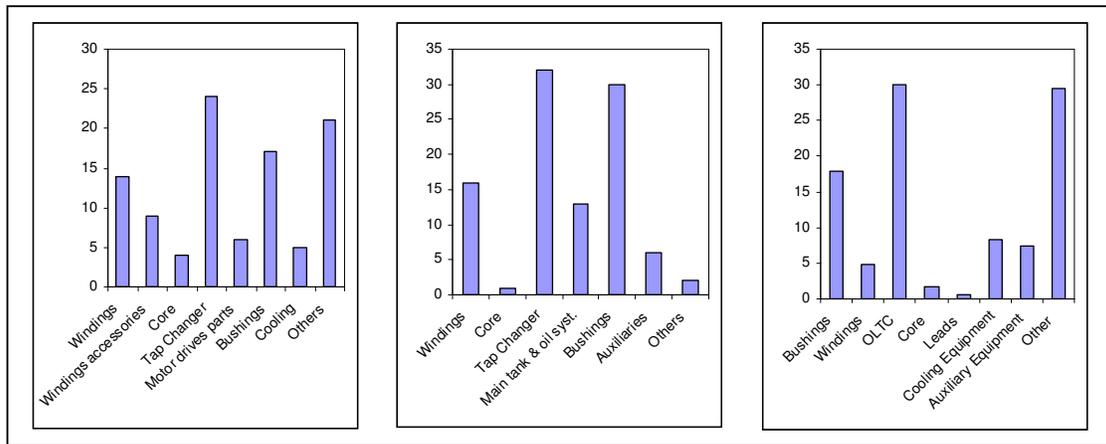
Figure 1. Diagnostic Approach to Transformer Monitoring

Technology is available today to monitor on-line all the major components of the transformer. The question becomes, what priority of monitoring should be allocated to what components?

To understand this one needs analysis from available failure data, which components most often “fail” and force unplanned outages on transformers.

In our experience it is useful to consider separately the main components of the transformer and allocate to each one a weight that reflects their relative importance as a contributing factor to transformer failure. It is commendable to review transformer failure statistics to shed some light on the relative importance of each component. Three sets of data are shown in Figure 2.

Figure 2a summarises results from 10 years of transformer reliability survey in Australia and New Zealand. A total of 457 failures were reported and they are classified as a function of the component involved in the failure <sup>(5)</sup>. Figure 2b shows similar results for a set of 136 severe and intermediate failures on ESKOM transmission network between years 1996 to 2006 <sup>(6)</sup>. Figure 2c summarises statistics from Canadian Electrical Association (CEA) for transformer forced outages between years 1997 to 2006<sup>(7)</sup>. In this case the accessories such as protection system play a large role as cause of short duration outages.



(a) Australia/New Zealand (b) ESKOM (South Africa) (c) Canada

Figure 2. Failure and Forced Outage Statistics from various sources

These three sets of failure/outage data do not use exactly the same component definition. But results can be redrawn on a single graph if the components are redefined as follows:

- Core and coils (including leads and winding accessory)
- Tap changer (OLTC) (including driving mechanism)
- Bushings
- Cooling system (including main tank)
- Others (including auxiliary components)

Figure 3 shows the same results rearranged in line with these 5 components.

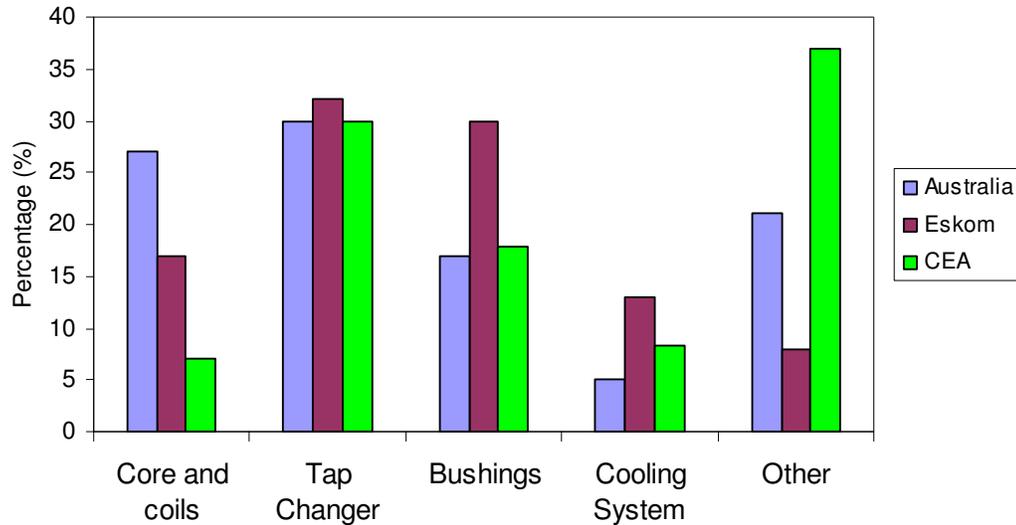


Figure. Regrouping of failure and Forced Outage data showing the importance of OLTC and bushings

Failure and/or Forced Outage statistics can be expected to vary from one country to another depending on operating and maintenance practices. However one important observation that can be made is that tap changers and bushings are causes of failures more often than windings. This is worth knowing, considering that tap changers and bushings can be more easily repaired or replaced than the windings.

#### 4 DIAGNOSTIC PROGRAMME

For each of those components several test results can be collected from periodic measurements or on-line measurements. All of these factors and weights can be combined to provide a single Health Index number for each transformer, and the entire fleet of transformers can be ranked in order, so that those requiring immediate attention can be identified.

##### 4.1 Active part

Several tests and observations are available to assess globally the condition of windings, leads, magnetic screens, core and other smaller components within the main tank. The most important to considered are:

- Dissolved gas analysis (DGA)
  - Periodic (annual) oil sampling with laboratory analysis. In this case at least two samples should be available to assess the rate of gassing
  - On-Line Multigas monitoring and analysis
  - On-line Composite gas monitoring
- Oil physical test
  - Dielectric strength
  - Power factor
  - Interfacial tension (IFT)
  - Neutralization number (Acidity)
  - Water content in oil (Karl Fischer method)
  - Furans in oil
  - Corrosive Sulphur
  - Inhibitor
- Electrical tests
  - Winding Dissipation factor (Power factor)

- Leakage reactance deviation
- Winding resistance deviation

Several of these periodic tests are progressively being complemented by on-line DGA and/or on-line moisture assessment of the solid insulation, which should be considered with a high weighting factor because their credibility to detect rate of rise or average values is often more dependable than periodic measurement.

#### **4.2 Tap changer (OLTC)**

A number of tests and monitoring methods are now available to assess the condition of an on load tap changer. It is not expected that all of them will be used on every unit but the list below indicates the tools available to assess the condition of this critical component.

##### Periodic tests

- Dissolved gas in tap changer oil.
- Oil physical test
  - Dielectric strength
  - Power factor
  - Interfacial tension (IFT)
  - Neutralization number (Acidity)
  - Water content in oil (Karl Fischer method)
  - Colour
- Acoustic signature

##### On-Line monitoring

- On-line DGA
- Tap changer oil temperature differential
- Motor torque
- Tap Position Tracking

Another item of evaluation for OLTC's is the manufacturer, type and year of fabrication. Each utility has built-up some experience with some tap changers that have been shown to be less reliable than others. In some cases the manufacturer is not in business any more and replacement parts are difficult to obtain. These factors are worth considering in the overall assessment, as they will influence the final evaluation.

#### **4.3 Bushings**

Failure of a bushing may have a larger impact and total failure costs than other failure types because of the risk of fire and expulsion of porcelain, causing personnel safety issues and potential damage to neighbouring equipment.

##### Periodic tests

- Power factor measured at ambient temperature and compared with factory test values
- Capacitance measured at ambient temperature and compared with factory test values
- Infrared scanning can detect abnormal bushing temperature

##### On-line test

- Leakage current in the condenser body is monitored for abnormal increase
- Capacitance

#### 4.4 Cooling System

Monitoring of the cooling system includes visual inspection for oil leaks and infrared scanning for detection of abnormal temperatures. Oil leaks are often difficult to eliminate and can have a significant negative impact on the transformer Health Index.

Periodic monitoring

- Visual detection of oil leaks
- Infrared scanning

On-line monitoring

- Cooling efficiency modelling can detect reduction of efficiency when compared with performance demonstrated by temperature rise test. It needs a measurement of load, ambient temperature and top oil temperature, and detection of which cooling stage is currently operating.

#### 4.5 Transformer history

This is an important factor and takes into account general information critical to the assessment of transformer condition. Some criteria might be subjective but they are nevertheless significant for an overall evaluation.

- Loading history
- Number (and type) of work orders issued for this unit over the past few years
- Failure history of sister transformers (the same manufacturer and design)
- Maintenance quality
- Short circuit exposure
- Age

In regard to transformer age, some interesting data has been published on its relation on the overall condition. Figure 4 shows data presented by Hydro-Quebec, at Cigre 2008 <sup>(2)</sup>.

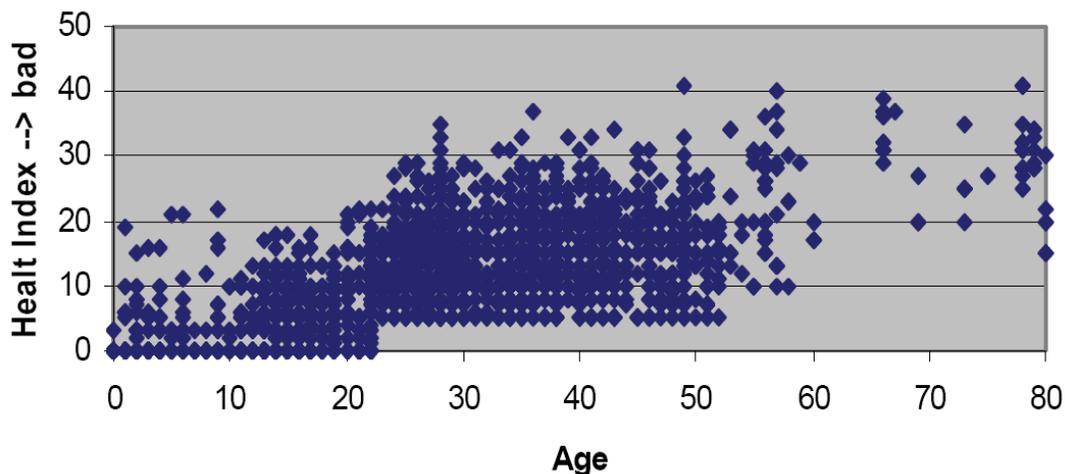


Figure 4. Health condition versus age for 2300 transformers 49kV - 765kV

This diagram characterizes the classification of health condition versus age for 2300 transformers rated 49kV to 765kV. The health condition is expressed here as a risk index leading to a new transformer in excellent condition scoring near zero value and aged units in poor condition scoring up to 45 on a scale of 0-64. Obviously, there is an upward trend, as transformer conditions tend to degrade with time. However there is a large dispersion of results indicating that age alone cannot be

used to assess transformer condition and should not be assigned an important weight in a condition determination.

Figure 5 is from reference 1. It shows an example of Health Index calculation versus Age for a large population of power transformers. In this set of data, the average reduction of Health Index with age is very small and the scattering of results is very large, also indicating that age should not be treated as a critical factor for health assessment.

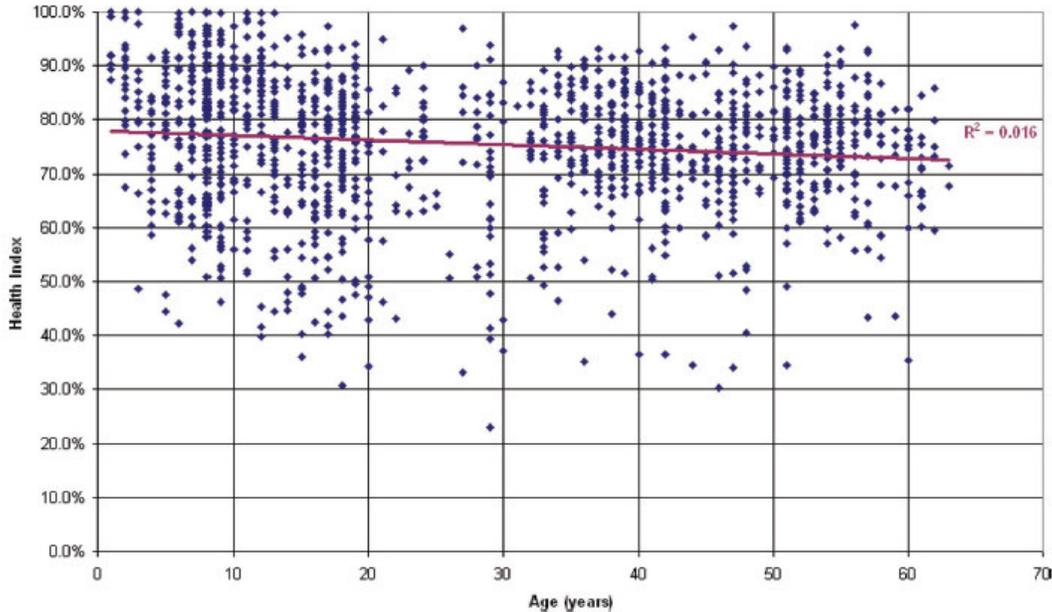


Figure 5. Example of Health Index versus age for a large population of power transformers.

## 5 ADVANCED DIAGNOSTICS

As stated earlier, rules based systems are an important part of assessment of transformers. The basic rules provide sufficient information to identify the 90-95% of transformers that do not require any intervention. These are based on simple rules such as discrete values and rates of change of measured parameters. Most on-line monitoring equipment is provided with alarm relays and indicators to warn the user if any of the rules have been violated.

Basic rules are, however, limited in their application. Rules are generalised as they are based on a large, mixed population of transformers, and they depend on who has carried out the research and where. Some examples of contradicting rules can be seen in dissolved gas analysis interpretation, where the IEEE and IEC guide give different results<sup>8,9</sup>. For example, IEC 60599 identifies that for thermal faults the ratio of ethylene to ethane ( $C_2H_4/C_2H_6$ ) is less than 1.0, whereas IEEE C57.104 (Rogers Ratios) give a value between 1.0 and 3.0 for the same fault type. Most experienced users will therefore use a number of rule sets and carry out some subjective interpretation of the results.

This type of rule is most helpful when identifying general transformer behaviour and determining when a transformer is “out of spec”.

### 5.1 Models

A more sophisticated rule set (known as modelling) can be used to provide additional information about the operation and health of a transformer in service. A model is a tool used to convert raw sensor data to useful information, on-line and in real time. This requires computing power at the point

of monitoring to be able to make the calculations and provide immediate information, without having to download the data from the monitor.

Models can be used in several different modes, depending on the parameters being measured and calculated.

- Operation of the transformer and ancillary parts can be checked by comparing the output of the model calculation with theoretical values, e.g. to check cooler efficiency.
- Use the monitored data to provide a near-real-time simulation of internal parts of the transformer, e.g. moisture in paper and insulation barriers.
- Determine the present overloading capability of the transformer based on different parameters, the most critical parameter taking precedence, e.g. winding hotspot temperature, water bubbling margin, ratings of tapchanger and bushings.

## 5.2 Artificial Intelligence Processing

Artificial intelligence (AI) is used to identify the relationships between a number of the measured parameters and some of the first-level calculated parameters with each other. It is not rules-based but looks at each transformer as an individual.

To initiate the assessment, the AI system has to “learn” the normal behavior pattern for each transformer. In order to do this, a training set of “normal” transformer data has to be provided. It is important that this data set is reviewed by a transformer expert, to make sure no “abnormal” behavior is included and therefore learned as “normal”.

As new data is received from an on-line monitoring system, the AI system compares the relationships in the data to the learned behavior. If it differs by more than a pre-determined value, then the system identifies an anomaly. In this way, it is possible to identify changes in the behavior of a transformer some time before the rules show it to be “out of spec”. Figure 6 shows an example where the data from a Hydran gas monitor (5 parameters) was analysed using an AI system and the change in behavior was identified 5.2 days before the Hydran alarm level was reached. This type of early warning gives the operator time to make decisions about the transformer and, if necessary, reconfigure the network.

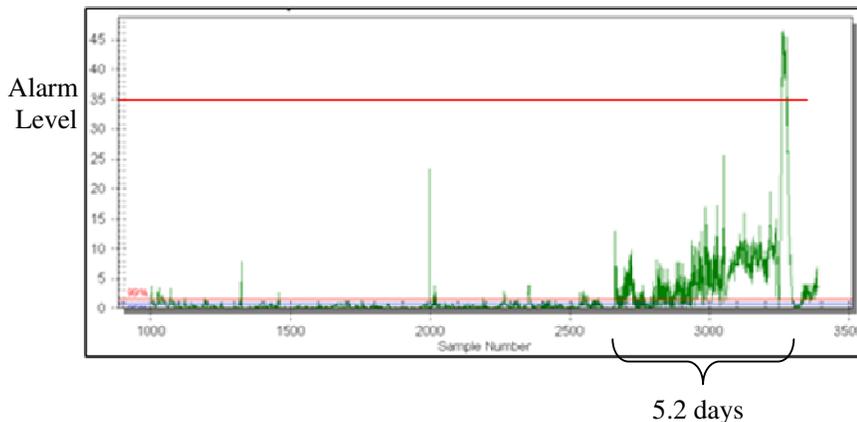


Figure 6. Example of Behavioural Change Detection using Artificial Intelligence

It is important that experts also examine the behavioural change before any decisions are made, as the behaviour may still be normal, but outside the envelope of the training data set, e.g. the training set covered a six-month period in winter, and the behaviour changes in summer when the ambient temperature was higher. In cases like this, it may be necessary to re-train the AI system with a larger training data set.

## 6 CONCLUSIONS

In this paper, we have outlined the opportunities to make use of best-developed practice in the management of new and in-service transformers as a precursor to improved network performance.

For healthy transformers, the advantage of on-line monitoring is the detailed on-line model calculations and diagnostics, which provide the engineer and operator with knowledge about the actual real-time operating condition of a transformer.

These models provide the necessary information about moisture content in the insulating system of the transformer (both in the oil and the paper), efficiency of the cooling system, and the rate of aging of the transformer. From this information, the system operators can determine the overload capability of the transformer based on its current operating condition. It can also help determine when to replace, uprate or derate transformers.

Both elements are critical today to network owners/operators with new and growing levels of emphasis upon power network performance, capacity and reliability.

When a unit does exhibit symptoms of failure, early warning provides the signal to carry out diagnostic testing. Data values, in conjunction with diagnostic models, are used to detect changes from normal behavior. With this capability, catastrophic failures can be considerably reduced and repairs can be scheduled as required, rather than in a panic.

The immediate benefits of moving to a diagnostics-based management strategy for critical transformers would include:

- Better knowledge of the state of the transformer fleet, so as to be able to plan and resource maintenance, servicing and eventual replacement.

- Better information on developing technical problems, allowing immediate remedial actions to be undertaken – hence reduces the risk of catastrophic failure and unplanned network outages.

- Better management of capital and revenue expenditures, allowing resources to be better focused upon network infrastructure development.

- Improved predictability of network performance – and hence, reduced social and political impact of unplanned network supply interruptions.

All this will have a positive impact on the reliability and availability of critical transformers in electrical networks. At the same time, it has the potential to reduce the repair costs of transformers that do fail. Early detection and correct diagnosis of problems has demonstrated a reduction in repair costs. In other words, fix it before it the problem (and therefore the work required to fix it) becomes a bigger issue.

**Like in medicine, early diagnosis often avoids severe pain – or worse.**

## LITERATURE

- [1] A.N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J.R.R. Service and W. Fan "An approach to Power Transformer Asset Management Using Health Index" IEEE Electrical Insulation Magazine, March/April 2009, Vol.25, No2.
- [2] Claude Rajotte, "Hydro-Québec TransÉnergie Approach for Power Transformer Ranking for Reinvestment" Cigre 2008 Proceeding, GroupA2, PS2.
- [3] N. Dominelli, M. Lau, A. Lam, D. Olan and J. Newell "Health Assessment for Power Transformers" EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference XIII, New Orleans, February 2005.
- [4] "ABB Service Handbook for Transformers", Zurich, Switzerland: ABB Management Service, 2007.
- [5] The Australian / New Zealand Transformer Reliability Survey of 1993
- [6] J.N. Jagers, J. Khosa, P.J. DeKlerk and C.T. Gaunt, "Transformer Reliability and Condition Assessment in a South African Utility" XV International Symposium on High Voltage Engineering, Slovenia, August 2007.
- [7] Forced Outage performance of Transmission Equipment, Canadian Electricity Association 2006
- [8] IEEE PC57.104/D3.1 "Draft Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers", Draft 3.1, November 2007.
- [9] IEC 60599 "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis" 2007

# Erfolgreiche Schadenspräventionen durch Monitoring von Leistungstransformatoren

Dipl.-Ing. Bartłomiej Dolata  
 AREVA Energietechnik GmbH Bereich Schorch Transformatoren,  
 Rheinstrasse 73, 41065 Mönchengladbach, Deutschland  
 bartlomiej.dolata@areva-td.com

## Kurzfassung

Das Ziel moderner, umfassender Monitoringsysteme ist es, eine Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit sowie eine Reduzierung der Lebensdauerkosten zu erreichen. Energieversorger und sonstige Betreiber von elektrischen Anlagen sind heutzutage gezwungen ihre Kosten hinsichtlich Betrieb und Wartung der installierten Geräte zu reduzieren. Diese Kostenreduzierung lässt sich durch den Einsatz von Online-Monitoring und durch den Übergang von zeit-orientierter zu zustandsorientierter Wartung erreichen. Dank der Weiterentwicklung der Monitoringsysteme kann sich das Wartungs- und Betriebspersonal auf wertschöpfende Tätigkeiten konzentrieren. Die Überwachung aller Hauptkomponenten des Transformators ist eine wichtige Voraussetzung, um Kenntnis über die Betriebsbedingungen des Transformators zu erlangen. Ein weiteres und wichtiges Merkmal ist die Korrelation aller Mess- und Analysewerte des Transformators oder sogar anderer Transformatoren aus der Schaltanlage. Das Monitoringsystem MS 3000 ermöglicht eine umfassende Online-Zustandsüberwachung und Diagnose von Leistungstransformatoren. Daneben stehen diese Unternehmen neuen Herausforderungen aufgrund des deregulierten Energiemarktes gegenüber. Steigende Belastung der Anlagen, sinkende Wartungsaufwendungen und Verzögerungen von Investitionen sind die Ziele, um die Betriebskosten zu reduzieren. Diese Maßnahmen können jedoch auch zu höheren Fehlerraten führen und erhöhen das Risiko von Schäden. Somit ist das Ziel, die gewohnte Versorgungsqualität mit einem Minimum an Kosten für den Service zu erhalten (Life Management).

## 1 Online-Monitoringsystem für Leistungstransformatoren

Ölgefüllte Leistungstransformatoren, inklusive Durchführungen, Stufenschalter, Isolationssysteme und äußere Ausrüstung sind wichtig für den Betrieb jeder elektrischen Anlage. Ihre sichere und ununterbrochene Funktion spielt eine Schlüsselrolle in der Erzeugung, Weiterleitung und Verteilung elektrischer Energie.

Um die Verfügbarkeit zu erhöhen und um die Betriebsführung zu optimieren, ist ein umfassendes Online-Monitoring von Leistungstransformatoren nützlich und notwendig.

Das moderne MS 3000 Online-Monitoringsystem [1, 2] überwacht alle Hauptkomponenten des Leistungstransformators. Die Informationen werden im Monitoringsystem verarbeitet, um detaillierte Diagnose- und Prognosefunktionen zu ermöglichen. In einem Expertensystem werden die online und die historischen Daten des Transformators intelligent miteinander verknüpft, um Zusammenhänge zu analysieren. In einem speziellen Simulationsmodus wird es ermöglicht, Mess- und Rechenwerte zu simulieren und so dessen Einfluss auf den Betriebszustand des Transformators zu untersuchen. Die Aufgabe eines Online-Monitoringsystems ist es, zusammenfassende und aussagekräftige Diagnoseinformationen zur Verfügung zu stellen, so dass Abhilfemaßnahmen rechtzeitig eingeleitet werden können, um eine ungeplante Abschaltung vermeiden zu können (Bild 1).

	Condition	Active Part	Bushings	Cooling Unit	Tap Changer
Transformer 1	●	active part ok	bushings ok	cooling unit ok	OLTC ok
Transformer 2	●	active part ok	bushings ok	cooling unit ok	OLTC ok
Transformer 3	●	active part ok	bushings ok	cooling unit ok	OLTC ok
Transformer 4	●	active part ok	bushings ok	110kVb - fan 4 failed	OLTC ok
Transformer 5	●	active part ok	bushings ok	cooling unit ok	OLTC ok
Transformer 6	●	active part ok	bushings ok	cooling unit ok	OLTC ok
Transformer 7	○	disabled	disabled	disabled	disabled
Transformer 8	○	disabled	disabled	disabled	disabled
Transformer 9	○	disabled	disabled	disabled	disabled
Transformer 10	○	disabled	disabled	disabled	disabled

**Bild 1 Online Datenvisualisierung des Monitoringsystems - Statusübersicht aller in einer Anlage überwachten Transformatoren**

Das Konzept des Monitoringsystems basiert auf dem konsequenten Einsatz von Feldbus- und Prozessautomatisierungstechnologie. Dadurch besteht größtmögliche Flexibilität bezüglich der Architektur des Systems (Bild 2).

Die Überwachung mehrerer Transformatoren mit nur einem IED ist möglich. Die analogen Messwerte der Sensoren werden auf die Busklemmen im Monitoring-schaltschrank am Transformator aufgelegt. Die analogen Messwerte werden digitalisiert und über einen Feldbus zum IED übermittelt. Es bestehen verschiedene Möglichkeiten, um auf die Monitoringdaten zugreifen zu können, z.B. über LAN, Netz oder Funkkommunikation.

Architecture of Network Application

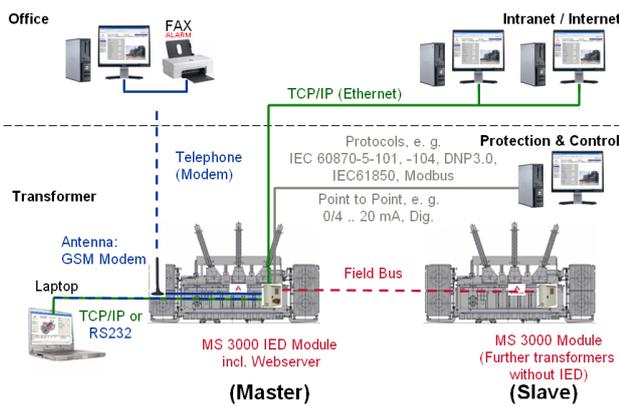


Bild 2 Eine mögliche Architektur des Monitoring-systems

Das IED beinhaltet nicht nur eine Datenbank und die Softwaremodelle, sondern besitzt auch eine Web-Serverfunktionalität. Dadurch ist die Visualisierung der MS 3000 Daten per Ethernet möglich. Außerdem sind verschiedene Kommunikationsprotokolle für Schaltanlagen implementiert, wie das Protokoll IEC 61850, einem neuen Kommunikationsstandard für elektrische Schaltanlagen. Das IED ist ein Industrie PC mit Flash Speicher, ohne Lüfter oder sonstige bewegliche Teile. Dadurch hat das IED eine verlängerte Lebensdauer gegenüber herkömmlichen PCs. Aufgrund der besonderen Robustheit ist sowohl der Einsatz im Schaltschrank am Transformator als auch der Einsatz im Warten- oder Wartenebenraum möglich. Die Erfassung der Messdaten erfolgt sowohl zeit- als auch ereignisorientiert. Dadurch werden bei transienten Ereignissen, wie z. B. der Einschaltung des Transformators, Kurzschluss oder Überspannungen, Spannung bzw. Ströme mit einer zeitlichen Auflösung von 20 ms z. B. 10 Sekunden lang in der historischen Datenbank gespeichert. Die Langzeiterfassung von sich langsam ändernder Messgrößen in der historischen Datenbank hingegen ist zeitorientiert. Dadurch wird Speicherplatz gespart, ohne wichtige Informationen zu verlieren.

## 2 Zuverlässige Diagnose durch Online-Monitoringsystem

Die Überwachung von bestimmten Parametern des Transformators im Betrieb erlaubt das rechtzeitige Einleiten von Maßnahmen zur Zustandsverbesserung. Die verschiedenen Fehlerarten im Transformator können einander beeinflussen. Oftmals wird durch eine Fehlerinitiierung eine Kettenreaktion ausgelöst, welche letztlich zum Versagen der Isolierung führen kann, sofern nicht vorher entsprechende Maßnahmen eingeleitet wurden. Um Maßnahmen einzuleiten müssen Lebens- und aktuelle Betriebsdaten des Transformators verfügbar sein [3]. Online Verfahren erlauben es jederzeit und auch während des normalen Betriebes des Transformators Ergebnisse zu detektieren und daraus eine

Aussage zu gewinnen. Online Messungen bieten den Vorteil, dass sich Messdaten über einen längeren Zeitraum bei nahezu gleichen Betriebsbedingungen verfolgen lassen. Dadurch können langsame Veränderungen detektiert werden und eine Warnung oder im Grenzfall gar eine Abschaltung umgehend erfolgen, wenn vorgegebene Grenzwerte überschritten werden [3].

Eine optimierte Ausstattung eines Monitoringsystems und die möglich überwachten Größen am Transformator sind in der CIGRE Ausgabe 343 WGA2.27 [4] vorgeschlagen. In der Tabelle 1 sind die Einrichtungen zusammengefasst.

Tabelle 1: Zusammenfassung der für Zustandüberwachung empfohlenen Einrichtungen [4]

	Z.B. Funktion / überwachte Größe
<b>Aktivteil</b>	Obere Öltemperatur
	Untere Öltemperatur
	Hotspot-Temperatur
	Gas in Öl Gehalt (einfacher Sensor)
	Multigassensor
	Wassergehalt (Öl/Papier)
	Öllevelanzeige
	DC neutral current
<b>Durchführung</b>	Magnetischer Kreis
	Buchholz-Gassensor
	Spannung
	Laststrom
	Durchführungsmonitoring
	Transiente Spannungen
<b>OLTC</b>	Teilentladungen
	Öldruck
	Stufenschalterstellung
	Leistungsaufnahme des Motorantriebs
	Öltemperatur im OLTC
<b>Kühlanlage</b>	Wassergehalt im Öl
	Öllevelanzeige
	Kühlmediumtemperatur
	Kühlerbetriebszeiten
	Öleinlass- bzw. Ölauslasstemperatur

## 3 Online-Monitoringsystem und praxis-bezogene Erfahrungen

### 3.1 Durchführungsmontoring

Hochspannungs-Kondensatordurchführungen von Leistungstransformatoren gehören aufgrund ihrer Konstruktion zu den am meisten gefährdeten Komponenten des Transformators. In der Vergangenheit wurden Offline Messungen, wie die Messung der Durchführungskapazitäten und die Messung des Verlustfaktors der Durchführungsisolierung erfolgreich ausgeführt, um den Zustand der Durchführung zu ermitteln. Heutzutage machen es moderne Computer Technologie und Messtechnik möglich, diese Verfahren Online mit Hilfe eines Monitoringsystems durchzuführen. Das Expertensystem mit seiner umfassenden Datenspei-

cherung, seinen Berechnungsalgorithmen und Diagnosefunktionen, liefert einen wesentlichen Beitrag zu der hohen Verfügbarkeit des Transformators.

### 3.1.1 Kapazitiv gesteuerte Durchführungen

Im Spannungsbereich von 110 kV aufwärts, besitzen moderne Durchführungen üblicherweise fein abgestufte Steuerbeläge [5]. Der Isolierkörper wird in einem Wickelverfahren hergestellt. Die Isolierstoffsysteme kapazitiv gesteuerter Durchführungen können wie folgt eingeteilt werden:

- Hartpapier Durchführungen (RBP)
- Harz imprägnierte Papierdurchführungen (RIP)
- Öl imprägnierte Durchführungen (OIP)

Früher wurden Hartpapierdurchführungen aus phenolharzgetränktem Papier gewickelt und bei Umgebungsluftdruck heiß gehärtet. Hohlräume und damit Teilentladungen waren dadurch fast unvermeidbar.

Im Fall von harz imprägnierten Durchführungen besteht der Wickelkörper aus Krepppapier mit Aluminium Beschichtung. Dieser Wickelkörper wird getrocknet und unter Vakuum mit ungefülltem Epoxydharz imprägniert.

Bei öl imprägnierten Durchführungen besteht der Wickelkörper aus Papier mit Aluminium oder Graphit Beschichtungen. Diese werden getrocknet und unter Vakuum mit entgastem Öl gefüllt.

Die äußere Isolation besteht normalerweise aus Porzellan oder neuerdings aus Silikon.

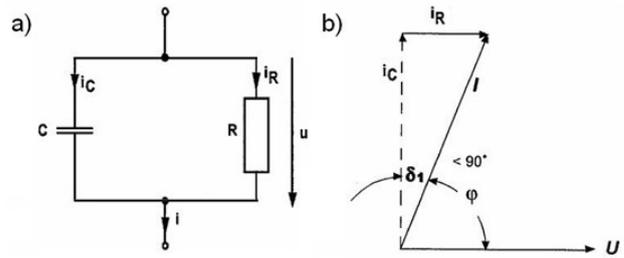
Gemeinsam für alle Konstruktionen ist, dass sie sehr großen elektrischen, mechanischen und thermischen Belastungen während des Betriebs ausgesetzt sind. Dies führt zu Alterung und daher der Veränderung des Betriebszustandes [6]. Deshalb können Teildurchschläge des Isoliersystems die Betriebssicherheit in solcher Weise beeinflussen, dass ein weiterer sicherer Betrieb nicht mehr garantiert werden kann [7, 8].

### 3.1.2 Durchführungskapazität C und dielektrischer Verlustfaktor tan δ

Die Messung der Durchführungskapazität C und des dielektrischen Verlustfaktors tan δ (Bild 3) sind wichtige Parameter um den Betriebszustand einer Hochspannungsdurchführung zu bestimmen. Der dielektrische Verlustfaktor wird bestimmt als  $\tan \delta = 1/R\omega C$ .

Dielektrische Verluste der Isolation führen zu einem Leckstrom im Isolierstoff. Der Grund dafür ist in den dielektrischen Eigenschaften des Isolierstoffs zu suchen [5].

Abhängig von der Alterung des Isolierstoffs kann sich der dielektrische Verlustfaktor tan δ ändern.



**Bild 3** Ersatzschaltbild (a) und Zeigerdiagramm (b) des dielektrischen Verlustfaktors tan δ

Tabelle 2 zeigt Richtwerte für den tan δ und die Kapazitätswerte bei Hartpapierdurchführungen. Wenn diese Grenzwerte erreicht werden, ist eine Fortsetzung des Betriebs nicht mehr empfehlenswert.

**Tabelle 2** Grenzwerte für den dielektrischen Verlustfaktor tan δ und die Kapazitätsvergrößerung Δ C der C<sub>1</sub>-Kapazität für Hartpapierdurchführungen [9]

U <sub>N</sub> [kV]	tan δ [%]	Δ C [%]
123	2,0	20
245	1,5	15
420	1,0	10

Andere Gründe für die Änderung der Werte von tan δ and Δ C sind externe Umwelteinflüsse, wie Feuchtigkeit und Verschmutzungen des äußeren Porzellankörpers. Abgesehen von der Betrachtung absoluter Werte von tan δ und Δ C, ist die Analyse des Trends von großer Bedeutung.

Eine Erhöhung von Δ C ergibt sich bei allen Durchführungstypen aufgrund von Teildurchschlägen der Steuerungsbeläge. (Tabelle 3). Wenn z.B. einer der ca. 60 Steuerungsbeläge einer typischen 420 kV Durchführung durchschlägt, vergrößert sich ihre Kapazität um etwa 1,7%. Ein Kurzschluss zwischen zwei Steuerungsbelägen einer Durchführung führt nicht sofort zu einem Durchführungsschaden, aber die Wahrscheinlichkeit eines vollständigen Durchschlags steigt mit steigender Zahl der Teildurchschläge, da die verbleibenden Beläge bei geringer werdender Anzahl immer stärker belastet werden.

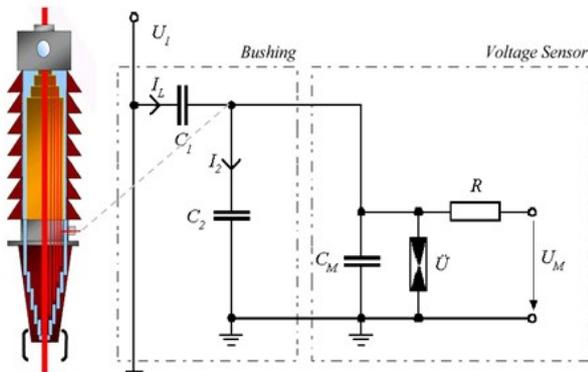
**Tabelle 3** Steigerung der Kapazität um Δ C im Fall des teilweisen Durchschlages (1 Belag) von öl imprägnierten Durchführungen [10]

U <sub>N</sub> [kV]	Z.B. Anzahl Steuerungsbeläge [n]	Δ C [%]
123	28	3,6
245	42	2,4
420	60	1,7

### 3.1.3 Spannungssensor und Erfassung der Betriebs- und Überspannungen

Die Erfassung der elektrischen Messgrößen wird mit einem Spannungssensor erreicht [11]. Der Sensor wird direkt an dem Messanschluss der Durchführung angeschlossen (Bild 4). Diese Technik erlaubt eine verlässliche Messung bis zu einem Frequenzbereich von 2 MHz.

Der Sensor besteht im Wesentlichen aus einer Kapazität  $C_M$ , welche normalerweise Werte im Bereich 1 .. 2  $\mu\text{F}$  besitzt. Da  $C_M \gg C_2$  gilt (mit  $C_2 \approx 300 \text{ pF}$ ), ist  $I_2$  fast 0. Der Widerstand  $R$  schließt das angeschlossene Messkabel mit seinem Wellenwiderstand ab. Der Spannungsteiler zwischen  $C_1$  und  $C_M$  wird so dimensioniert, dass sich bei Nennspannung  $U_M$  im Bereich von 50 V RMS einstellt. Zusätzlich ist in dem Spannungssensor ein Überspannungsableiter ( $\ddot{U}$ ) installiert, welcher den Sensor, das Kabel und die angeschlossene Elektronik vor Überspannungen schützt. Ein großer Vorteil dieser Auslegung ist der große Signal-Rausch Abstand, da das Signal eine sehr große Amplitude besitzt.



**Bild 4** Schema der Durchführung und Ersatzschaltbild der Durchführung und des Spannungssensors

Für die Messung der Betriebsspannungen, kommt der bereits beschriebene Spannungssensor zum Einsatz. (Bild 5). Zusätzlich können auch Überspannungen erfasst werden. Transiente Überspannungen bilden ein wesentliches Gefährdungspotential für die Isolation der Durchführung und des Transformators. Deshalb sind die Erfassung und Auswertung dieser transienten Spannungen sehr wichtig für die Ermittlung der weiteren Zuverlässigkeit der Isolation der Durchführung [11] und natürlich auch für die Isolation des Aktivteils des Transformators.

Überspannungen werden eingeteilt in innere und äußere Überspannungen. Während die äußeren Überspannungen durch direkte Blitzeinschläge in elektrischen Betriebsmitteln hervorgerufen werden, entstehen die sog. inneren Überspannungen durch Schalthandlungen an induktiven Stromkreisen des Netzes (induzierte Spannungen). Speziell die Durchführungen von Transformatoren in GIS oder HVDC-Schaltanlagen werden einer weiteren Art von Überspannung ausgesetzt, den sog. Fast Transients. In besonders ungünstigen Fällen, kann es in Verbindung mit Resonanzen zu weiteren erheblichen Spannungsüberhöhungen kommen.

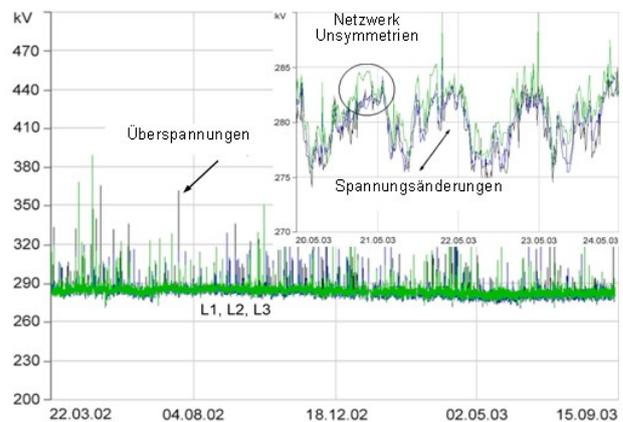
Die Kenntnis der Amplitude der Überspannungen und der Vergleich der Spannungen mit anderen Überwachungseinrichtungen können von großer Bedeutung sein, wenn es darum geht, nach einem Schaden, die Fehlerursache zu finden.

Bild 6 zeigt an einem Beispiel die dreiphasigen Betriebsspannungen zusammen mit den erfassten Überspannungen an den 275 kV Durchführungen eines 185 MVA Generatortransformators über einen Zeitraum von 18 Monaten. Die zahlreichen Spannungsspitzen in den Kurven wurden von Überspannungen hervorgerufen.



**Bild 5** Spannungssensor, installiert am Messanschluss der Durchführung

Die heutige Technologie von Online-Monitoringsystemen erlaubt es, diese Daten über die gesamte Lebensdauer der im Monitoringsystem angeschlossenen Transformatoren zu erfassen und dauerhaft zu speichern. Zusätzlich sind Veränderungen der Spannungen und Netzwerk-Unsymmetrien von bis zu 1% in den Kurven erkennbar



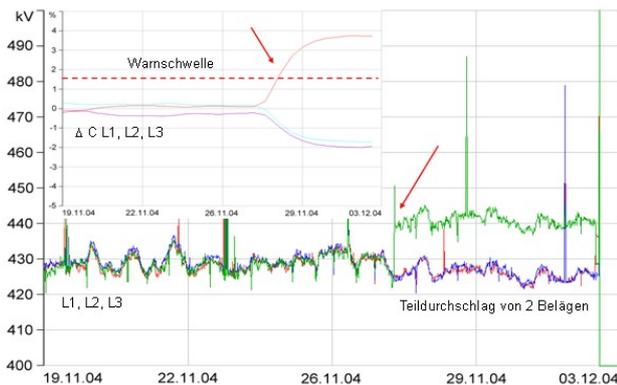
**Bild 6** Kontinuierlich überwachte 3-phasige Betriebsspannung (Phasen L1, L2, L3) mit Überspannungen, Spannungsänderungen und Netzwerk-Unsymmetrien

### 3.1.4 Online-Durchführungskapazität und dielektrischer Verlustfaktor $\tan \delta$

Die Überwachung der Veränderung der Durchführungskapazität ( $\Delta C$ ) wird erreicht durch dreiphasige Spannungsmessung an einem einzelnen Transformator oder an einer Transformatorenbank bestehend aus Einphasentransformatoren. Zusätzlich ist es ebenfalls möglich Spannungen von Transformatoren, die auf die gleiche Sammelschiene ge-

schaltet sind, miteinander zu vergleichen. In dem hier vorgestellten Beispiel wird das Ausgangssignal des Spannungssensors mit den zwei verbliebenen Phasen verglichen. Der Algorithmus verwendet eine langzeitige Mittelung der Signale, um Verfälschungen des Ergebnisses durch Überspannungen oder Spannungsänderungen auf diese Weise zu eliminieren. Der Einfluss eines Temperaturdrifts der verwendeten Komponenten des Messsystems wird kompensiert durch das Prinzip der dreiphasigen Erfassung. Das Endergebnis der Berechnung ist die relative Änderung der Durchführungskapazität  $\Delta C$ . Die Methode wird schon seit längerer Zeit eingesetzt und es gibt entsprechende Felderfahrungen [11,13, 14].

Im Bild 7 werden die Auswirkungen eines Teildurchschlags von zwei Belägen einer 420 kV Durchführung gezeigt. Die 3-phasigen Betriebsspannungen (Phase L1, L2, L3) zusammen mit den Überspannungen an einem 350 MVA Transformators werden hier dargestellt. Nach nur 1 ½ Jahren Betrieb der Durchführung wurde durch ein Online-Monitoringsystem automatisch eine Warnung generiert. Ursache war die Vergrößerung der Kapazität einer der 3 Hochspannungsdurchführungen um 3,6 %. (Bild 7, kleines Bild). Nach der Ausschaltung des Transformators wurde eine Offline Messung durchgeführt. Der Online ermittelte Wert wurde bestätigt. Die Durchführung wurde dem Hersteller zurückgeliefert, der ebenfalls das Ergebnis bestätigte.



**Bild 7 Erfassung eines Teildurchschlags einer 420 kV-Durchführung**

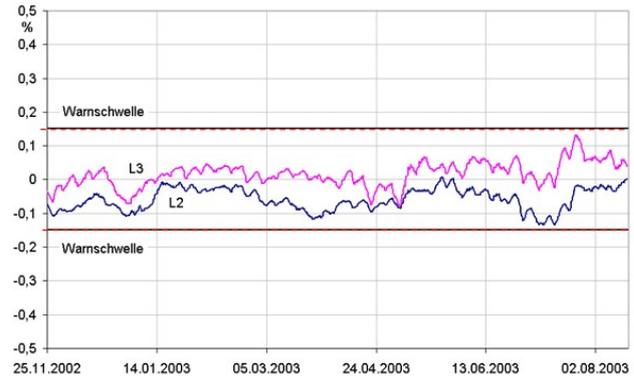
Durch den Einsatz eines Online-Monitoringsystems wurden Folgeschäden vermieden. Zusätzlich zeigte das System, dass der Transformator Überspannungen ausgesetzt worden war, welche mit großer Wahrscheinlichkeit die Ursache für den Schaden waren.

Die Messung des Phasenwinkels zwischen den drei Phasen ermöglicht es, Änderungen des dielektrischen Verlustfaktors  $\tan \delta$  zu erfassen. Die Schwierigkeit in der Messtechnik besteht darin, dass extrem kleine Änderungen erfasst werden müssen. Zum Beispiel bedeutet eine Änderung des Verlustfaktors  $\tan \delta$  um 0,1 % eine Änderung des Phasenwinkels von nur 0,057°. Die Messwerte müssen demzufolge mit einer sehr großen zeitlichen Auflösung erfasst werden. Um diese Genauigkeit zu erreichen, kommt eine Erfassungsrate im  $\mu\text{s}$ -Bereich zum Einsatz, um die Null-

durchgänge der 50/60 Hz AC Spannung mit ausreichender Genauigkeit zu erfassen. Zusätzlich wird mit einem speziellen mathematischen Algorithmus die Genauigkeit intern erhöht. Die Änderung des dielektrischen Verlustfaktors wird somit mit ausreichender Genauigkeit erfasst. Die Spannungskurven werden an den Server übertragen und dort digital verarbeitet.

Ein weiterer Anwendungsfall ist die Ermittlung des dielektrischen Verlustfaktors von Durchführungen an Einphasentransformatoren in einer Transformatorenbank. Die Spannungen der einzelnen Transformatoren müssen synchron erfasst werden, um den Phasenwinkel zu bestimmen. In diesem Anwendungsfall werden die Daten dezentralisiert an den Einphasentransformatoren erfasst und zentral im Server in Echtzeit weiterverarbeitet.

Für die Ermittlung des  $\Delta \tan \delta$ , des Vergleichswertes der Durchführungen untereinander, muss wenigstens eine Genauigkeit von  $\pm 0,15 \%$  erreicht werden. Der Grund dafür ist, dass der Verlustfaktor der verschiedenen Durchführungstypen sich im Bereich von etwa 0,5 % und eine maximale Warnschwelle von ca. 0,7 % angenommen werden muss. Im Fall von Offline Messungen ist es heutiger Stand der Technik, den Verlustfaktor mit Hilfe einer Referenzkapazität und einer Referenzspannung zu ermitteln. Diese Hilfsmittel sind nicht Online verfügbar. Deshalb wird im Fall der Online Messung die Spannung einer anderen Phase als Referenz verwendet.



**Bild 8 Änderungen des dielektrischen Verlustfaktors ( $\Delta \tan \delta$ )**

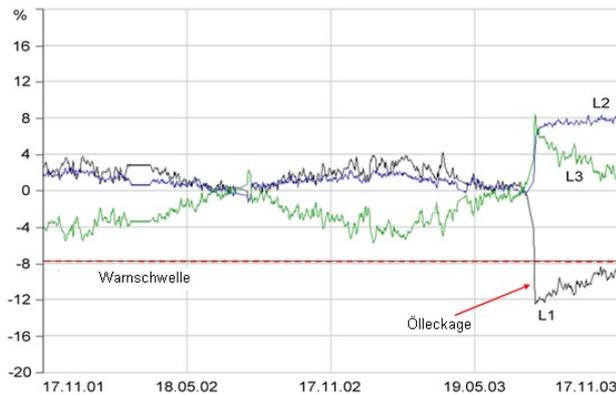
Bild 8 zeigt die Änderungen des dielektrischen Verlustfaktors  $\tan \delta$  der Durchführungen an einem 400 kV Generatortransformator über eine Zeit von 9 Monaten. Aufgrund von Netzwerk-Unsymmetrien ändert sich der Wert in einem Bereich von weniger als  $\pm 0,15 \%$ .

### 3.1.5 Online-Durchführungsöldruck

Zusätzlich ist es bei ölgefüllten Durchführungen möglich und sinnvoll, den Öldruck zu messen und so mögliche Ölverluste frühzeitig zu erkennen. Ein anderer Grund für die Änderung des Durchführungsöldrucks, ist in einer möglichen thermischen Überlastung oder Teilentladungen mit Gasbildung in der Durchführung zu suchen.

Bild 9 zeigt die Änderungen der Öldrücke von 400 kV Durchführungen eines 850 MVA Generatortransformators in einem Zeitraum von 24 Monaten. Wegen der Tempera-

tureinflüsse ändert sich der Wert des Öldrucks in einem Bereich von  $\pm 5\%$ . Ein erheblicher Abfall des Öldrucks wurde in der Phase L1 festgestellt und aufgrund dessen vom Monitoringsystem eine Warnmeldung generiert. Eine Besichtigung vor Ort offenbarte, dass die Durchführung L1 eine Ölleckage hatte. Die Leckage wurde abgedichtet und ein weiterer sicherer Betrieb war gewährleistet. Weiterhin zeigt dieser Fall, dass nur das Monitoringsystem aufgrund seiner Empfindlichkeit dazu in der Lage war, den Fehler frühzeitig zu erkennen. Dieses praktische Beispiel zeigt, dass die Überwachung des Durchführungöldrucks sinnvoll ist, um Ausfälle zu vermeiden.



**Bild 9 3-Phasige Überwachung der Änderung des Durchführungöldruckes**

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass entscheidende Gründe für den Fehler von Kondensatordurchführungen in Teildurchschlägen der Steuerbeläge, falschem Öldruck oder mechanischer Störungen aufgrund äußerer Einflüsse zu suchen sind. Diese Einflüsse können zuverlässiger durch die Überwachung der Durchführungskapazität und der Messung des Öldruckes der Durchführung mit Hilfe eines Online-Monitoringsystems frühzeitig erkannt werden.

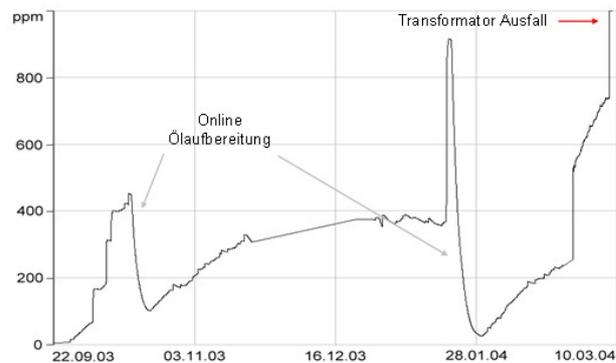
### 3.2 Isolationssystem und Stufenschalter

Um den Zustand des Aktivteils eines Leistungstransformators zu überwachen, können zahlreiche Mess- und Analysgrößen realisiert werden. Unter anderem müssen die Hauptüberwachungsgrößen wie Temperatur, Belastungszustände, Gas-in-Öl Gehalt und Feuchte des Öls und des Papiers überwacht werden. Eine detaillierte Beschreibung der Überwachung dieser Größen findet sich in [9, 12, 13, 14]. In diesem Abschnitt wird anhand einer Fallstudie erläutert, wie die gleichzeitige Überwachung von Aktivteil und Stufenschalter zu Aussagen über den Zustand des Transformators führt.

Ein 75 MVA Ofentransformator wurde 1983 in einem Stahlwerk in Betrieb genommen. Im Jahr 2002 wurden der 75 MVA Transformator zusammen mit zwei weiteren Transformatoren mit dem Online-Monitoringsystem ausgerüstet.

Bild 10 zeigt den Gas-in-Öl Gehalt bis zum Totalausfall des Transformators. Bis zum 15.10.2003 erfolgte entsprechend der Ausgaben des Gas-in-Öl Sensors ein wesentli-

cher Anstieg des Gas-in-Öl Gehaltes in 5 Schritten, bis zu einem Wert von mehr als 400 ppm. Aufgrund der Empfehlungen des Monitoringsystems wurde eine Gas-in-Öl Analyse (DGA) durchgeführt, deren Ergebnisse auf einen Hot Spot deuteten.



**Bild 10 Gas-in-Öl Gehalt eines 75 MVA, 33kV Ofentransformators, bis zu seinem Ausfall**

Um den Gehalt der gelösten Gase zu reduzieren, wurde eine Online Entgasungsvorrichtung installiert und in Betrieb genommen. Der Transformator blieb jedoch während der gesamten Zeit in Betrieb. Eine vom Monitoringsystem überwachte Beziehung zwischen den Gas-in-Öl Werten und dem installierten Stufenschaltermonitoring Modul, wies darauf hin, dass der Grund für die Gasgeneration in einem Öl/Metall Hotspot im Bereich der Vorwählerkontakte des Stufenschalters lag. Vom 22. bis zum 28.01.2004 wurde das Öl wieder mit der Online-Entgasungsanlage entgast. Schließlich überstieg der Gas-in-Öl Gehalt am 08.03.2004 den 1000 ppm Grenzwert. Neun Stunden später fiel der Transformator aus und wurde durch den Buchholz Schutz abgeschaltet.

Diese Fallstudie zeigte, dass der Betriebszustand des Transformators durch die Verwendung eines Online-Monitoringsystems klar dargestellt wurde. Die Betreiberfirma des Transformators wurde vor dem Ausfall vorab ausreichend informiert, um Abhilfemaßnahmen durchzuführen, um dadurch den Totalausfall zu vermeiden.

## 4 Zusammenfassung

Auf Basis praktischer Felderfahrungen wurde in diesem Artikel erläutert, wie Online-Monitoring und Diagnose von Leistungstransformatoren realisiert werden können.

Bei Durchführungen basiert das Grundprinzip der Messtechnik auf einem kapazitiven Spannungssensor der am Messanschluss der Durchführung angeschlossen ist. Auf diese Weise können die Betriebsspannungen gemessen und davon abgeleitet Überspannungen und transiente Spannungen erfasst werden. Die wichtigste Eigenschaft der Durchführung, um ihren Zustand zu bewerten, ist die Änderung der Durchführungskapazität und kann auf diese Weise zuverlässig ermittelt werden. Zusätzlich wurde gezeigt, dass die Änderung des dielektrischen Verlustfaktors ebenfalls ermittelt werden kann, jedoch weniger Information bein-

haltet, als die empfehlenswerte Überwachung der Änderung der Durchführungskapazität.

Eine Zerstörung eines 350 MVA Netzkupplungstransformators konnte vermieden werden, indem ein Teildurchschlag von Steuerungsbelägen durch die Änderung der Durchführungskapazität erkannt wurde. Ein weiterer Schaden konnte durch die Erkennung einer Ölleckage an einem 850 MVA Maschinentransformator durch die Überwachung des Öldrucks der Durchführung vermieden werden. Weiterhin zeigte die Fallstudie eines 75 MVA Ofentransformators, wie sich ein Schaden vom Beginn bis zum Ausfall des Transformators entwickelte. Es wurde gezeigt, dass der Betriebszustand des Transformators aufgrund des Online-Monitoringsystems jederzeit bekannt war. Die Analyse Module Aktivteilmonitoring in Verbindung mit Stufenschaltermonitoring wiesen auf den Grund des Fehlers hin, das Problem war somit im Vorhinein ausreichend bekannt. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich entwickelnde Fehler mit Hilfe eines leistungsfähigen Online-Monitoringsystems früher erkennen lassen, und im Resultat eine geringere Gefährdung des Transformators besteht.

Aktuelle Tendenz ist die Einbindung der Monitoringdaten des Online-Monitoringsystems in die Leittechnik mit Hilfe IEC 61850 Protokolls. Die Integration von Multigassensoren und Online Bewertung der gefundenen Ergebnisse, sind ebenfalls Bestandteil der modernsten Monitoringssysteme. Durch diese zusätzlichen Daten und das in das Monitoringsystem einfließende Know-How eines Transformatorherstellers, wird eine tiefere Kenntnis des aktuellen Zustandes der Isolation ermöglicht.

### Literatur

- [1] B. Dolata: „Comprehensive condition monitoring system for power transformers“, NTCP, New Delhi, India, 2009
- [2] T. Stirl: „Umfassendes Online-Monitoring – Praktische Betriebserfahrungen“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, Stuttgart, 2006
- [3] H. Borsi: „Einführung in Transformer Life Management“, TLM Tagung, Hannover, 2007
- [4] CIGRE 343 WGA2.27: Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers“, April 2008
- [5] D. Kind, H. Kärner: “High voltage Insulation Technology“, Friedr. Vieweg & Sohn, Braunschweig, 1982
- [6] ”An International Survey on Failures of Large Power Transformers in Service“, CIGRE Working Group 12.05, Electra, No. 88, 1983
- [7] K. Widmaier: “Bushings – a very highly stressed component“, MICAFIL Symposium, Stuttgart, 2002
- [8] R. Krump, H. Frielingsdorf: “Dry type Bushings for Operation under difficult Conditions“, Transform, Munich, 2001
- [9] S. Tenbohlen et al.: “Enhanced Diagnosis of Power Transformers using On- and Off-Line Methods: Re-

sults, Examples and Future Trends“, *CIGRE Session 2000*, paper 12-204, Paris, 2000

[10] N. Koch: “Monitoring for Graded Condenser Bushings“, Transform, Munich, 2001

[11] T. Stirl: “Online-Monitoring von kapazitiv gesteuerten Durchführungen an Leistungstransformatoren“, ETG, Köln, 2004

[12] S. Tenbohlen, T. Stirl et al.: “Experience-based Evaluation of Economic Benefits of On-Line Monitoring Systems for Power Transformers“, *CIGRE Session 2002*, paper 12-110, Paris, 2002

[13] T. Stirl et al.: “Technical possibilities and practical operational experiences with On-Line monitoring systems for power transformers“, ETG technical seminar, Berlin, 2002

[14] T. Stirl et al.: “Assessment of Overload Capacity of Power Transformers by On-Line Monitoring Systems“, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus, Ohio, 2001



## **Verbesserte TE-Diagnostik mittels synchroner Mehrkanal Messung**

**K. Rethmeier, M. Krüger, A. Kraetge**  
Omicron electronics Austria  
Klaus, Österreich

**R. Plath, A. Obralic**  
Omicron electronics Deutschland  
Berlin, Deutschland

### **KURZFASSUNG**

Synchrone TE-Messsysteme ermöglichen die Anwendung einer Vielzahl verschiedener Störunterdrückungsmechanismen, wie sie bei TE-Messungen in gestörter Messumgebung notwendig sind. Je nach Typ und Einkoppelweg der Störungen müssen dabei verschiedene Verfahren zur Störunterdrückung zur Anwendung kommen, die auf die jeweilige Störungsform optimiert sind. Dieser Betrag beschreibt verschiedene Störquellen und die Möglichkeit ihrer Unterdrückung während einer Teilentladungsmessung. Moderne synchrone Auswerteverfahren erlauben dabei neue Wege hin zu einer hochempfindlichen TE-Messung im industriellen Umfeld oder vor Ort.

## 1 EINLEITUNG

Teilentladungen (TE) sind lokal begrenzte Entladungen, die Isoliersysteme nur teilweise überbrücken [1]. Aufgrund des lokalen Energieumsatzes in der TE-Fehlstelle kann es dabei zur Degradation des Isoliermediums kommen, was einen irreversiblen fortschreitenden Zerstörungsprozess zur Folge hat [2,3]. Die Lebensdauer der Isolierung reduziert sich gegenüber der im TE-freien Betrieb, es kann zum vorzeitigen Ausfall kommen. Für Betriebsmittel im Netz bedeutet dieser Ausfall ein erhebliches Risiko für die Versorgungssicherheit, da ein rechtzeitiges unterbrechungsfreies Umschalten auf fehlerfreie Netzkomponenten in der Regel ohne kontinuierlich arbeitende TE-Monitoringsysteme nicht möglich ist.

Zur Erkennung von Teilentladungsvorgängen in Dielektrika werden sowohl bei der Herstellung von Isoliersystemen (z.B. bei der Qualitätskontrolle durch Materialeingangsprüfungen, Typprüfungen, Stückprüfungen usw.) als auch bei Betriebsmitteln im Netzbetrieb (Offline/Online Messungen, Monitoring) Diagnosemessungen durchgeführt, die durch verschiedene internationale Standards bzw. Kundenvorgaben reglementiert sind. Im Gegensatz zu den integralen Diagnosemessungen wie z.B. der Verlustfaktormessung ( $\tan \delta$ ) ist dabei die TE-Messung als weiterer Vertreter der nicht zerstörenden Messmethoden in der Lage, punktuelle Fehlstellen aufzudecken. Das erzielte TE-Messergebnis muss letztlich in engem Zusammenhang mit den Eigenschaften des jeweiligen Betriebsmittels (verwendete Isolierstoffe, Isolationsdesign, Historie des Betriebsmittels) und den Messbedingungen (Prüfspannungsart und -höhe, Umgebungsbedingungen und Störer) gesetzt werden, um zu einer Aussage über das Prüfobjekt zu gelangen. Das Vorhandensein von externen Störquellen kann dabei die Interpretation einer TE-Messung erheblich erschweren oder sogar unmöglich machen. Ziel muss es hier sein, externe Störquellen von internen TE-Quellen sicher zu unterscheiden und gegebenenfalls durch entsprechende Gating-Verfahren aus dem Messergebnis (bzw. Report) zu eliminieren.

## 2 EXTERNE STÖRQUELLEN

Externe Störungen können in vielfältigen Erscheinungsformen auftreten. Für bestimmte Störtypen müssen dabei passende Gating-Verfahren zur Anwendung kommen, um diese Störer wirkungsvoll unterdrücken zu können. Zur Beschreibung und damit auch zur Unterscheidung von Störern wird eine Klassifizierung vorgenommen.

### 2.1 Sinusstörer (Continuous Wave Interference)

Zur TE-Messung wird klassischerweise ein Bandpass-Filtersystem zur Ladungsermittlung im Frequenzbereich eingesetzt (Quasi-Integration), siehe auch Abbildung 1.

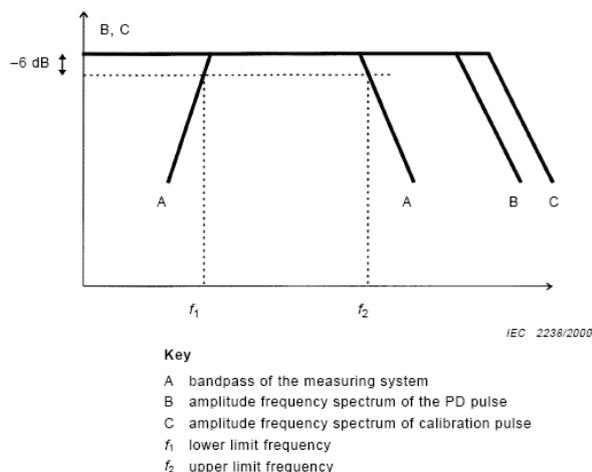


Bild 1: Spektrale Eigenschaften von A) TE-Filter, B) TE-Impuls und C) Kalibrator-Impuls [IEC 60270:2000, figure 5]

Die Wahl der Mittenfrequenz  $f_m$  oder  $f_{\text{centre}}$  (s. Gl. 1, bzw. [1], Kapitel 3.9.3) und der Filterbandbreite  $\Delta f$  (s. Gl. 2) muss dabei im Einklang zu internationalen Normen, aber auch unter Berücksichtigung von frequenzstarrten Störquellen (Sinusstörern) vorgenommen werden.

$$f_m = \frac{f_1 + f_2}{2} \quad \text{Gl. 1}$$

$$\Delta f = f_2 - f_1 \quad \text{Gl. 2}$$

Eine spektrale Analyse des für die TE-Messung in Frage kommenden Messbereiches (z.B. FFT des TE-Eingangssignals während der Ladungskalibration im Vorfeld einer TE-Messung) liefert meist eindeutige Anzeichen auf vorhandene spektrale Störer (s. Abbildung 2).

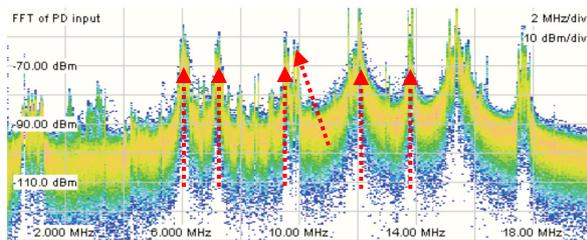


Bild 2: Störpektrum mit frequenzstarrten Störern (z.B. 6MHz / 7,2MHz / 9,5MHz / 10MHz / 12,5MHz / 14MHz)

Dies sind in der Regel (modulierte) Trägersignale von Sendeeinrichtungen, die zu einer Verschlechterung des Signal-Stör-Abstandes (SNR, Signal-to-Noise-Ratio) führen. Zur Durchführung einer empfindlichen TE-Messung muss daher ein ungestörter Bereich im zur Verfügung stehenden Frequenzspektrum ausgewählt werden. Dies kann durch geeignete Wahl der Mess-Mittenfrequenz und der Mess-Bandbreite erfolgen. Im Gegensatz zu älteren analogen TE-Messsystemen ist durch die Nutzung eines modernen volldigitalen TE-Messsystems mit mathematischem Bandpassfilter [4] eine beliebige Positionierung des TE-Messfilters möglich [5].

## 2.2 Impulsartige Störer

Im Gegensatz zu den sinusartigen Störern, die aus lediglich einer dominierenden spektralen Komponente bestehen, zählen die impulsartigen Störer zu den breitbandigen Signalen. Diese bestehen aus einer Vielzahl von Frequenzanteilen und sind somit TE-Impulsen recht ähnlich. Eine Elimination dieser Störimpulse durch Frequenzfiltersysteme ist daher nicht möglich. Zur Unterdrückung von Störimpulsen müssen daher andersartige Gating-Verfahren zur Anwendung kommen. Kapitel 10 der IEC 60270:2000 gibt hierzu weitergehende Informationen und setzt Grenzen bei der Anwendung.

### 2.2.1 Phasenstarre Störer

Treten die impulshaften Störsignale immer an einer festen Phasenposition im Bezug zur anliegenden Prüfspannung auf, so spricht man von phasenstarrten Störern. Solche Störimpulse werden in der Regel durch schaltende Bauelemente (Leistungshalbleiter) hervorgerufen, wie sie zum Teil auch in Hochspannung erzeugenden Kreisen (AC-Resonanzsysteme, Brückengleichrichter für DC) systembedingt erzeugt werden. Auch räumlich benachbarte Leistungsantriebe (Werkzeugmaschinen, Krane, Aufzüge) oder Leistungselektronische Anlagen mit gemeinsam genutztem Erdungssystem oder nennenswerter Netzrückwirkung können Ursache von Pulsstörungen sein. Als einer der gravierendsten Pulsstörer sei das Lichtbogenschweißen genannt, da hier im erzeugten Plasma (Teil-)Entladungsvorgänge ablaufen, die naturgemäß den zu messenden Teilentladungen äußerst ähnlich bzw. identischer Natur sind.

Phasenstarre Störer können z.B. durch die Verwendung von Phasen-Gating, bzw. Phasen-Amplituden-Gating eliminiert werden. Hier können während der TE-Messung in der phasenaufgelösten Histogrammdarstellung (PRPD Pattern, H-Q-Phi Diagramm oder "Fingerprint") mehrere Bereiche

definiert werden, die nicht zur Ladungsermittlung bzw. zur Diagrammerstellung herangezogen werden (s. Abbildung 3).

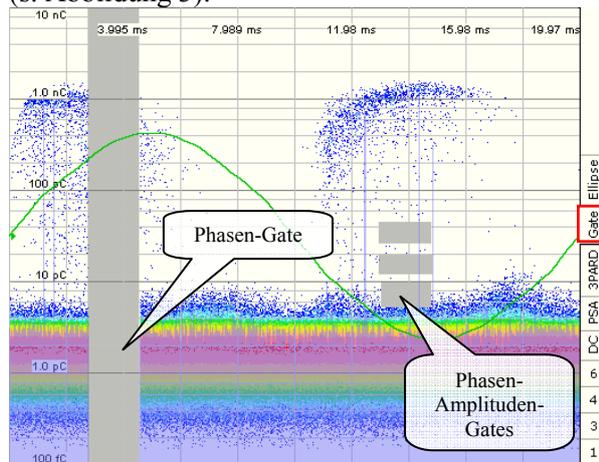


Bild 3: Phasen-Gating zur Störunterdrückung

Es kann sich dabei um zwei um  $180^\circ$  versetzte Bereiche (störende Phasenanschnittsteuerung), um vier paarweise  $180^\circ$  versetzte Bereiche (AC-Resonanzanlage zur Prüfspannungserzeugung) oder auch um sechs  $60^\circ$  verschobene Bereiche (B6-Brücke) handeln. Nach IEC darf dabei maximal 10% der gesamten Prüfspannungsphase durch Gating eliminiert werden.

Im so genannten Hardware-Gating können pulsartige Störer auch durch die Verwendung von zusätzlichen Gating-Kanälen erfasst und eliminiert werden. Dabei wird ein zweiter synchron mitlaufender TE-Messkanal mit einer geeigneten Antenne oder einem anderen Sensor bestückt, um gezielt die Störimpulse einzufangen. Alle von dieser Gating-Unit erfassten Signale werden sodann aus dem Messergebnis des TE-Messkanals eliminiert. Das Hardware-Gating ermöglicht somit auch die Erfassung und Beseitigung von nicht phasenstarrten Störern.

### 2.2.2 Stochastische Pulsstörer

Die Klasse der stochastisch auftretenden Pulsstörer stellt eine weitere Erschwerung bei der Elimination von Störsignalen dar. Können diese mit Hardware-Gatingverfahren erfasst werden, so ist die Verwendung von einfachem Phasen-Gating nicht mehr möglich. Da sich die Störpulse in Relation zur Prüfspannungsphase bewegen, laufen diese aus den definierten starren Gating-Bereichen heraus. Typische Vertreter dieser Klasse sind anlaufende Motoren, drehzahlgesteuerte Antriebe, aber auch sich autonom nachregelnde AC-Resonanzanlagen zur Erzeugung der benötigten Prüfspannung. Bei TE-Messungen mit einer Prüfspannungsfrequenz ungleich zur Netzfrequenz (z.B. begleitende TE-Messung bei induzierter Spannungsprüfung von Transformatoren oder Messwandlern mit 200Hz) sind ein Großteil der Störer phasenstarr zu 50Hz und damit nicht prüfspannungssynchron.

Eine Unterscheidung von inneren TE und externen Störern kann grundsätzlich auch durch die Analyse der Impulsformen erfolgen. TE-Impulse und Störimpulse weisen in der Regel signifikante Unterschiede in ihrem Zeitverhalten auf (sowohl im eigentlichen Signalverlauf, als auch durch die Dämpfungseigenschaften verschiedener Ausbreitungswege bedingt), die sich wiederum im zugehörigen Frequenzspektrum niederschlagen. Unterschiede im Zeitbereich, wie z.B. verschiedene Anstiegszeiten, Pulsdauern, Rückenhalbwertszeiten und Schwingverhalten (s. Abbildung 4) führen zu ebenfalls signifikanten Unterschieden im Frequenzbereich, wie z.B. ausgeprägten Resonanzeinbrüchen oder -überhöhungen, bzw. Unterschieden in der oberen Signal-Grenzfrequenz.

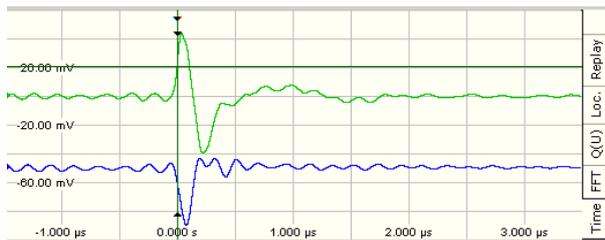


Bild 4: Unterschiede in der TE- bzw. Störer-Impulsform im Zeitbereich

Eine Möglichkeit zur Analyse der Kurvenform und damit zur Unterscheidung von inneren Teilentladungen und externen Störern ist das 3CFRD Verfahren (3 Centre Frequency Relation Diagram), welches durch die Verwendung von drei signifikanten Frequenzanteilen der TE- und Störpulse auf die Impulsform rückschließen kann.

### 3 SYNCHRONE GATING-UNIT ZUR UNTERDRÜCKUNG VON STÖRERN

Durch die Verwendung eines zusätzlichen Gatingkanals können Störimpulse unabhängig von ihrer Phasenlage und Phasenstabilität erfasst und unterdrückt werden. Bei einem synchron arbeitenden Mehrkanalsystem erfolgt diese Ausblendung per Software am PC und nicht durch Hardware am Messkanal selbst, wie es z.B. bei der kurzfristigen Deaktivierung des TE-Einganges (Eingang auf Massepotenzial) der Fall ist. Dies erlaubt zum einen ein Höchstmaß an Flexibilität und garantiert andererseits, dass keinerlei Messdaten verloren gehen. Die gesamte Messung mit allen aufgetretenen Einzelpulsen (TE und Störer) bleibt verfügbar und kann nach einer aufgezeichneten Messung gegebenenfalls mit deaktiviertem Gating erneut abgespielt werden. Dies ist immer dann von Interesse, wenn die Möglichkeit besteht, dass das Gatingverfahren nicht nur Störer, sondern auch relevante Teilentladungen eliminiert.

Diese Verfahren kommt u.A. bei einem renommierten Zulieferer der Trafoindustrie bei TE-Messungen in extrem gestörter Messumgebung zum Einsatz. Neben einem Standard-TE-Messkreis nach IEC60270 wird dabei ein zweiter, synchron arbeitender Messkanal so in die Nähe der Störquellen gebracht, dass die von diesen Quellen ausgehenden Störimpulse sicher detektiert werden können.

Abbildung 5 zeigt einen typischen Koronaversuch bei 8,5kV und das daraus resultierende TE-Messergebnis ohne aktiviertes Gating.

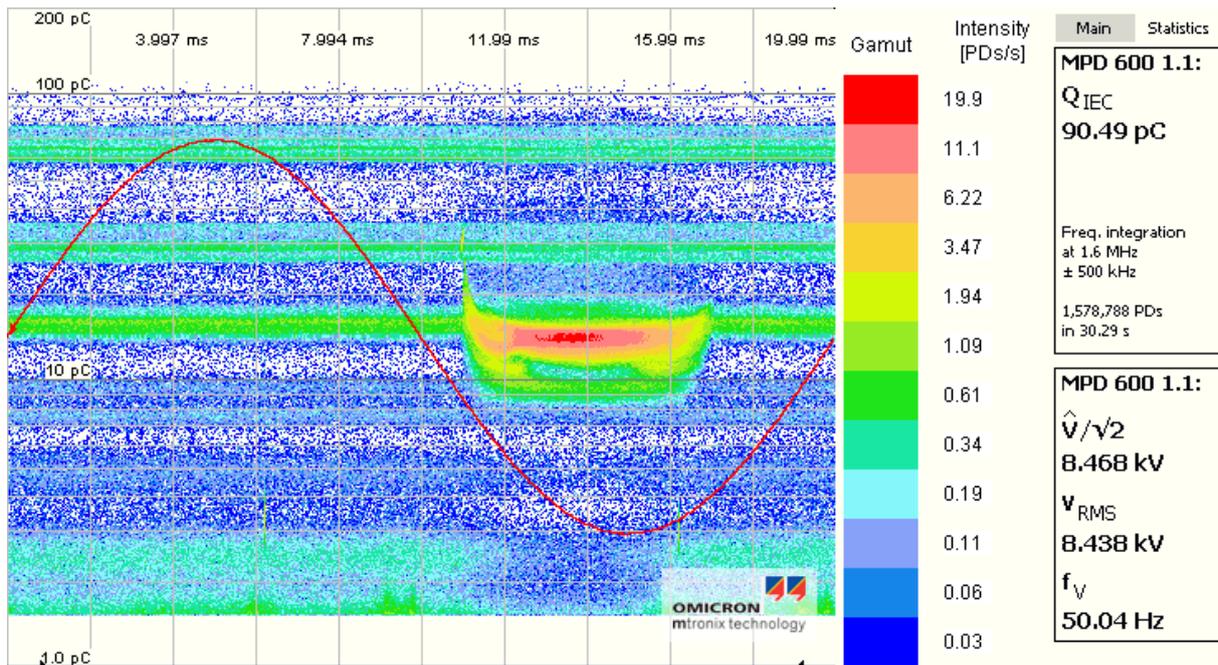


Bild 5: TE-Messung in gestörter Umgebung

Neben dem für Korona typischen Pattern bei ca. 270° der Prüfspannungsphase sind drei dauerhaft auftretende, signifikante horizontal verlaufende Störbänder bei ca. 65pC, 30pC und 15pC zu erkennen, die von leistungselektronischen Komponenten im nahen Fertigungsumfeld erzeugt werden und über die gemeinsame Erdverbindung in den Messkreis einkoppeln. Weitere Störbänder und Einzelpulse sind erkennbar, die die Messung erheblich stören.

Trotz der hohen Impulsfolgefrequenz dieser Störpulse kann durch ein individuell auf diese Situation angepasstes synchrones Gating eine nahezu ungestörte Messung ermöglichen, wie Abbildung 6 verdeutlicht.

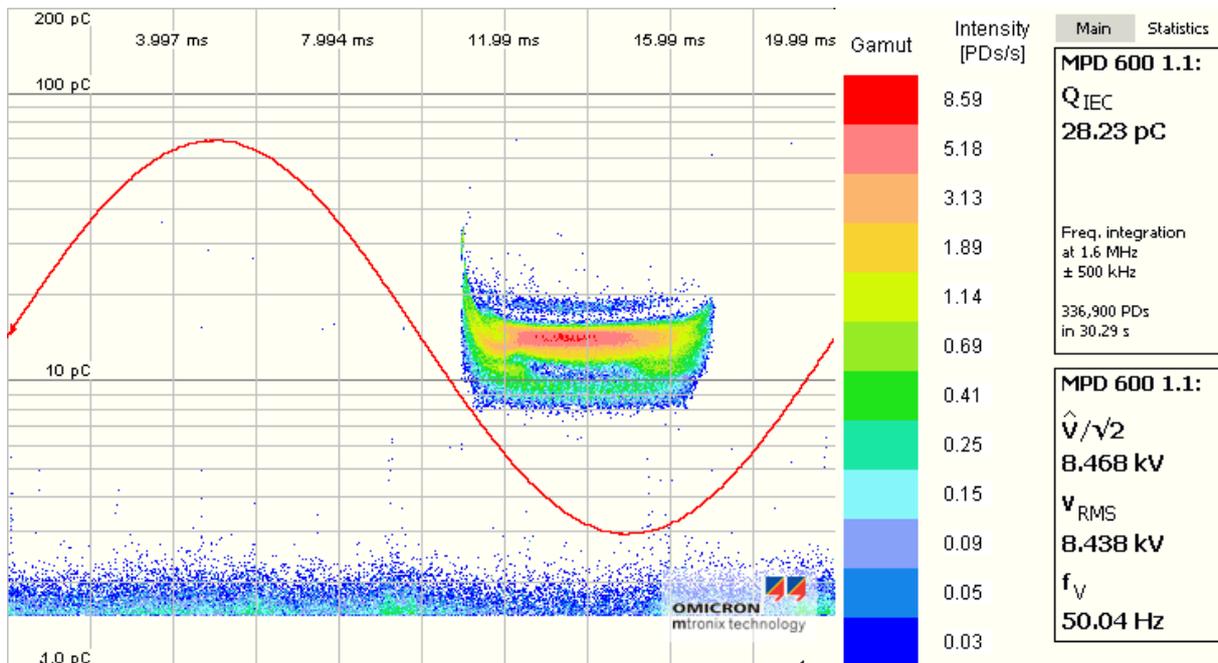


Bild 6: TE-Messung in gestörter Umgebung mit aktiviertem Gating

Durch das Störunterdrückungsverfahren des synchronen Gatings konnte hier an einem ungeschirmten TE-Messplatz ohne Zuleitungsfilter und Sperrimpedanzen ein Grundstörpegel von ca. 3pC realisiert werden.

#### 4 3CFRD ZUR STÖRUNTERDRÜCKUNG

Beim 3CFRD Verfahren wird jeder detektierte Impuls in Echtzeit analysiert. Eine hohe Verarbeitungsgeschwindigkeit ist notwendig, um bereits während der TE-Messung eine Unterscheidung von Störern und TE zu ermöglichen.

Der im Zeitbereich erfasste Impuls wird dabei mit drei synchron arbeitenden aber unterschiedlich parametrisierten TE-Messfiltern im Frequenzbereich (FFT) abgetastet (s. Abbildung 7).

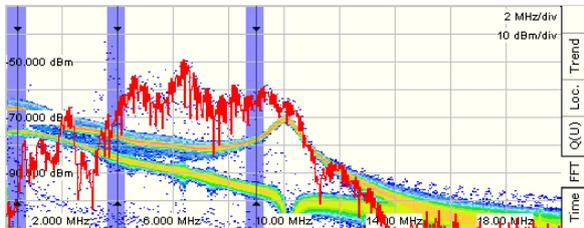


Bild 7: Dreifache synchrone Filterung zur Nutzung der spektralen Unterschiede verschiedener Impulstypen

Die drei Messfilter liefern somit in der Regel unterschiedliche Ausgangssignale, die zur Ladungsbestimmung des Ausgangsimpulses herangezogen werden können. Es ist dabei zweckmäßig, einen der drei Filter im IEC-konformen Bereich zu setzen (z.B. Messfrequenz 200kHz, Messbandbreite +/- 150kHz) und diesen als Referenz auch für die Ladungsermittlung zu kalibrieren. Die übrigen beiden Filter müssen nicht unbedingt kalibriert werden, da hier lediglich nach relativen Unterschieden gesucht wird.

Zur Verdeutlichung der durch die TE-Kurvenform bedingten spektralen Unterschiede zeigen Abbildungen 8, 9 und 10 die Spektren verschiedener TE- und Störsignale, jeweils in Bezug zu einem Ladungskalibrator als Referenzsignal.

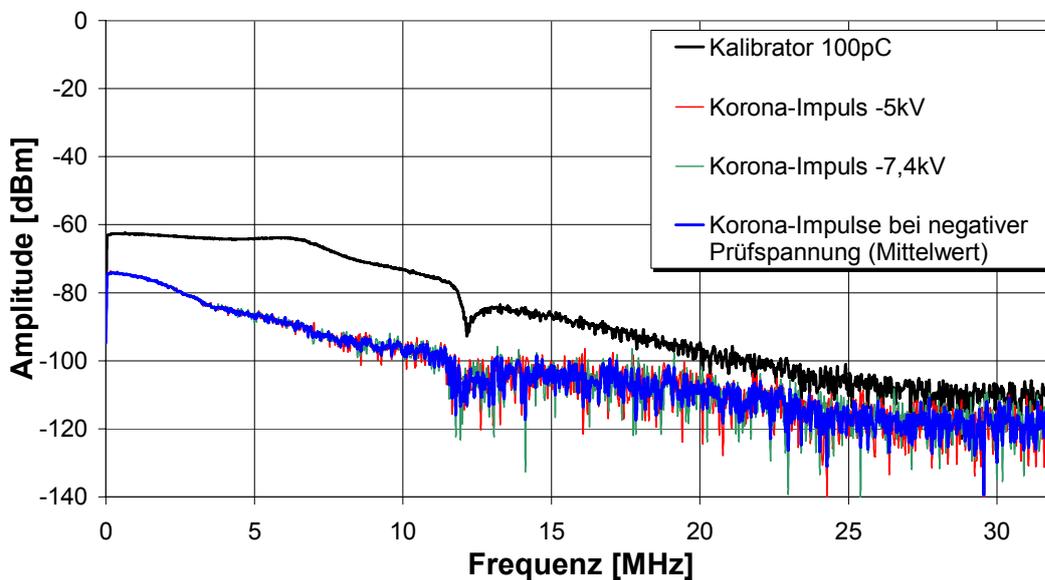


Bild 8: Frequenzspektren von Korona Impulsen

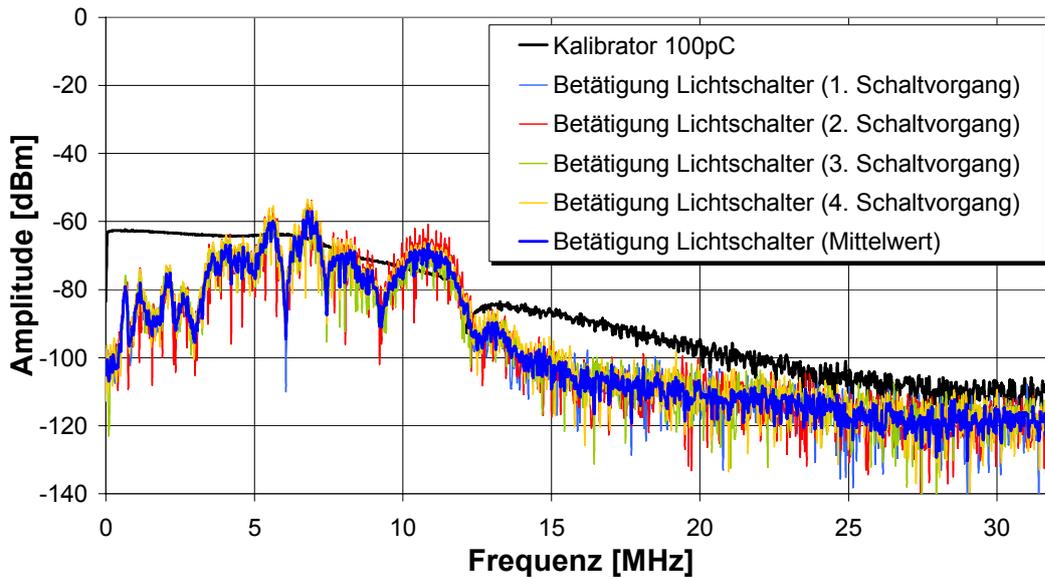


Bild 9: Frequenzspektren von Störimpulsen (hier: Störungen durch Betätigung des Hallenlichtes)

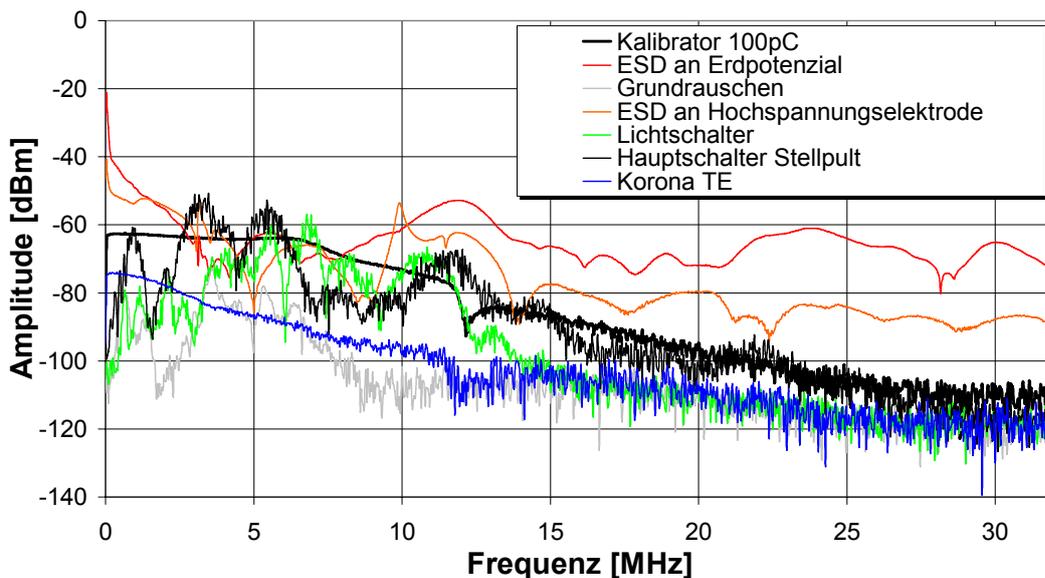


Bild 10: Gemittelte Frequenzspektren verschiedener künstlich generierter Störsignale

Jeder erfasste Impuls liefert somit drei zugehörige Ladungswerte (einer davon IEC-konform). Wie schon im bereits bekanntem 3PARD-Verfahren [6-9], bei dem die synchron erfassten TE-Pegel der drei Phasen zur Diagrammerstellung herangezogen werden, wird mit diesem Ladungstriplet ein einzelner Punkt in einem zweidimensionalen Diagramm erzeugt, welches durch drei um jeweils  $120^\circ$  gedrehte Achsen aufgespannt wird. Impulse mit ähnlicher Charakteristik, also mit ähnlicher Impulsform, erzeugen dabei im 3CFRD-Diagramm eng zusammen liegende Punkte und somit Cluster. Sofern sich also Teilentladungsimpulse und Störimpulse in den drei gewählten Frequenzanteilen ausreichend unterscheiden, bilden sich in der 3CFRD-Darstellung unterscheidbare Cluster aus, die jeder für sich für genau einen Impulstyp stehen (s. Abbildung 11).

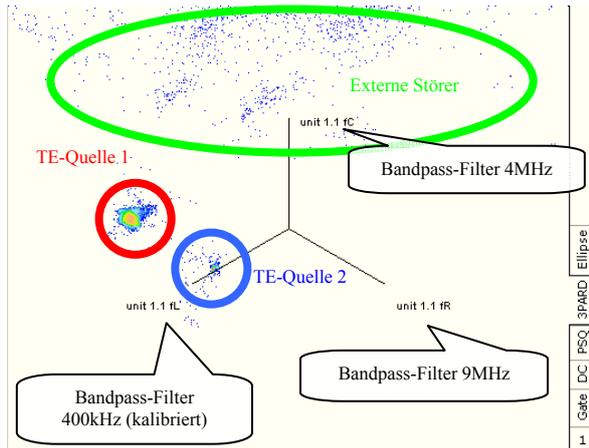


Bild 11: 3CFRD Cluster einer TE-Messung mit zwei TE-Fehlermechanismen und externen Störern

Zwar ist eine Zuordnung dieser Cluster zu einzelnen TE- und Störquellen nicht direkt möglich, jedoch erlaubt eine selektive Rücktransformation einzelner Cluster während der laufenden Messung eine Betrachtung dieser im 3CFRD-Diagramm ausgewählten Impulsform in der bekannten phasenaufgelösten PRPD Darstellung in Echtzeit. Hier ist dann eine Interpretation nach den bekannten Kriterien [10] in der Regel möglich.

## 5 FALLSTUDIE

Das 3CFRD-Verfahren konnte an verschiedenen Prüflingen erfolgreich demonstriert werden. Die TE-Messung wurde dabei immer in IEC-konformer Weise mit dem bekannten Aufbau aus Prüfspannungsquelle, Koppelkondensator, Messimpedanz und Prüfling durchgeführt.

Zur Kontrolle der Fertigungsqualität wurden an verschiedenen Mittelspannungs-Stützisolatoren gleichen Typs TE-Messungen durchgeführt. Der Prüfling wurde dazu unter Isolieröl mit zwei Elektroden kontaktiert und als Prüflingskapazität in den TE-Messkreis eingebracht. Abbildung 12 zeigt eine Reihe von Prüflingen, die jeweils einzeln sequenziell zur TE-Messung zugeschaltet werden konnten.



Bild 12: Anordnung der Prüflinge

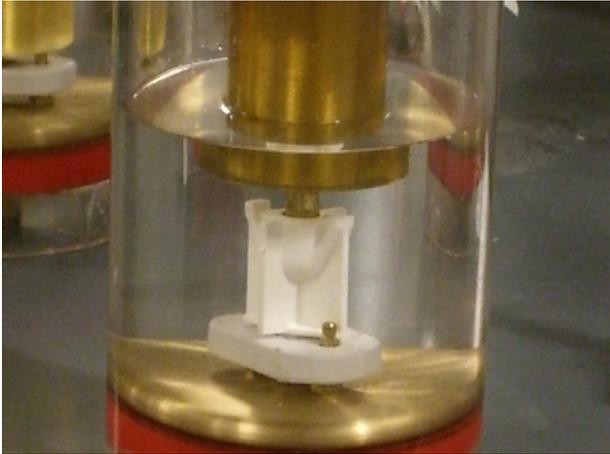


Bild 13: Einzelansicht

Die TE-Auskopplung erfolgte über einen Koppelkondensator mit Messimpedanz im Erdzweig. Als TE-Messsystem kam ein einzelnes MPD 600 der Firma OMICRON zum Einsatz (s. Abbildung 14), welches mit einer Beta-Version der Messsoftware eine synchrone 3-Frequenzmessung erlaubte. Diese Software-Funktion wird mit Freigabe der Version 1.5 zur Verfügung stehen. Alternativ können drei synchrone MPD 600 Messkanäle parallel an die Messimpedanz angeschlossen werden.

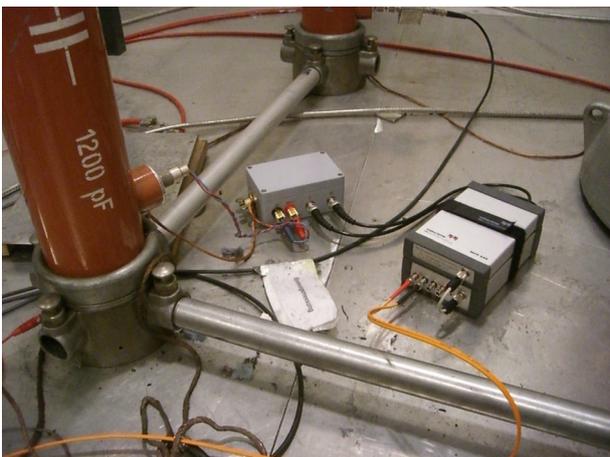


Bild 14: TE-Auskopplung mit Koppelkondensator, Messimpedanz und MPD 600

Die TE-Filter wurden so gewählt, dass derjenige mit der niedrigsten Mittenfrequenz im IEC-konformen Bereich arbeitete (Mittenfrequenz  $f_{\text{centre},1}=200\text{kHz}$ , Bandbreite  $bw_1=160\text{kHz}$ ). Die übrigen beiden Filter wurden zu  $f_{\text{centre},2}=4,3\text{MHz}$ ,  $bw_2=160\text{kHz}$  und  $f_{\text{centre},3}=13,52\text{MHz}$ ,  $bw_3=160\text{kHz}$  gesetzt. Mittels Kalibrator (Injektionsladung  $10\text{pC}$ ) wurde der gesamte Aufbau für die erste Messfrequenz kalibriert. Es ergab sich ein Kalibrationsfaktor von  $k=2,461$ .

Bei Zuschalten der Prüfspannung wurden in der phasenaufgelösten Darstellung zwei pulsartige Störer sichtbar (s. Abbildung 15).

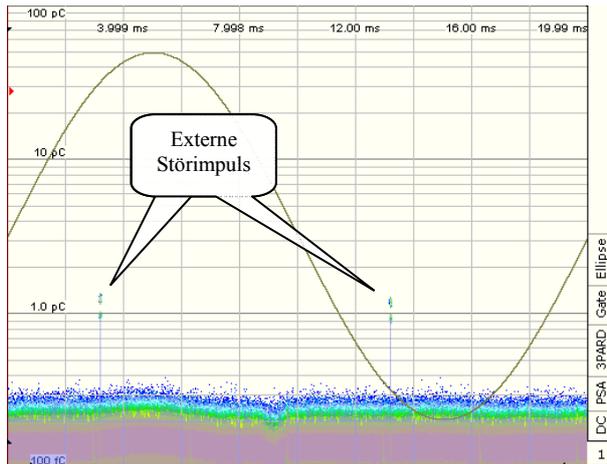


Bild 15: Externe Störimpulse bei geringer Prüfspannung

Da zu diesem Zeitpunkt keine ausreichend hohe Prüfspannung am Prüfling anlag, konnten Teilentladungen aus dem Prüfling als Ursache dieser Pulse sicher ausgeschlossen werden. Erst nach einer Erhöhung der Prüfspannung setzten TE aus dem Prüfling ein. Im phasenaufgelösten Bild (s. Abbildung 16) sind bei 27kV Prüfspannungsamplitude somit drei verschiedene Impulsquellen zu erkennen.

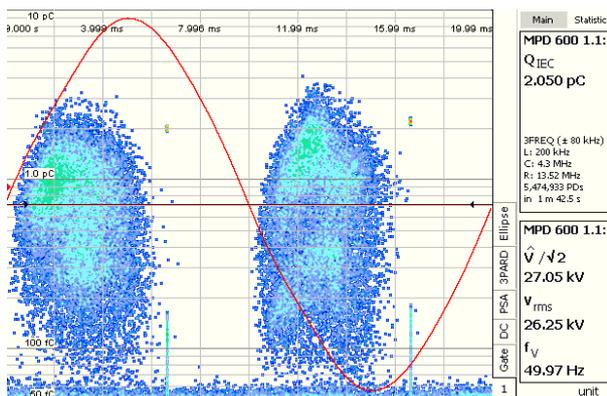


Bild 16: TE-Muster und externe Störimpulse

Als horizontales gleichmäßig verteiltes Band am unteren Rand des Histogramms kann über die gesamte Prüfspannungsphase das Grundrauschen mit  $<0,1\text{pC}$  erkannt werden. Die pulsartigen Störer sind als zwei scharf abgegrenzte Pulsgruppen bei  $120^\circ$  in der positiven Prüfspannungshalbschwingung und um  $180^\circ$  versetzt bei  $300^\circ$  in der negativen Prüfspannungshalbschwingung mit ca.  $2\text{pC}$  zu erkennen. Zusätzlich sind zwei unschärfere Cluster beginnend jeweils kurz nach den Nulldurchgängen der Prüfspannung mit ca.  $3\text{pC}$  erkennbar, welche die internen Teilentladungen aus dem Prüfling darstellen.

Die 3CFRD-Darstellung (s. Abbildung 17) zeigt folgerichtig ebenfalls 3 Cluster.

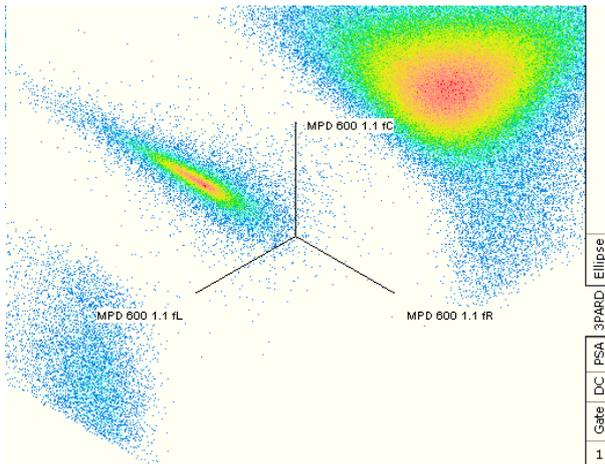


Bild 17: TE-Muster und externe Störimpulse

Durch die drei gewählten TE-Filter fL, fC und fR (left, centre und right) konnten somit signifikante Unterschiede in den drei Impulsformen (Umgebungsrauschen, Leistungselektronik, TE) extrahiert werden, sodass es zu einer ausreichenden Auftrennung der 3 Cluster im 3CFRD-Diagramm kommen konnte. Eine sequenzielle Rücktransformation der einzelnen 3CFRD-Cluster in die bekannte phasen aufgelöste Darstellung lieferte die Zuordnung der Cluster zum jeweiligen Impulstyp. Abbildung 18 zeigt das Ergebnis der TE-Messung ohne Störimpulse, welche mittels 3CFRD-Gating ausgeblendet werden konnten.

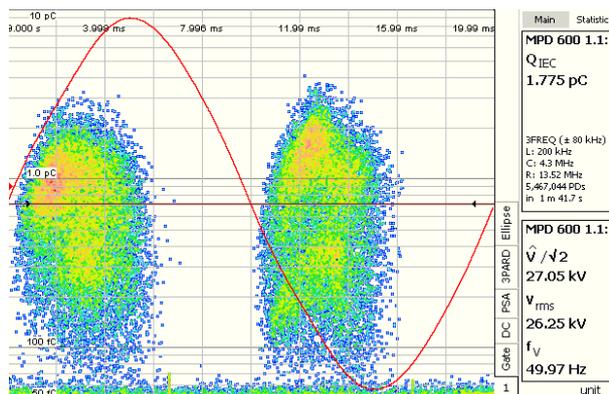


Bild 18: TE-Muster mit aktivem 3CFRD-Gating

Der zum Prüfling gehörende Ladungswert  $Q_{IEC}$  konnte durch dieses Verfahren zu 1,8pC bestimmt werden. Ohne 3CFRD-Gating war der angezeigte TE-Wert aufgrund der Störung bei 2,1pC, was einer Überbewertung des TE-Fehlers von ca. 17% entspricht.

## 6 ZUSAMMENFASSUNG

TE-Messungen sind verschiedensten Störeinflüssen ausgesetzt. Abhängig von der Art der Störung sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen, die die Störsignale von den TE-Messdaten trennen können. Für die Klasse der pulsartigen phasenstarrten, aber auch stochastischen Störer ist die Impulsformanalyse, speziell das echtzeitfähige 3CFRD im Frequenzbereich, ein wirkungsvolles Gatinginstrument, welches interne Teilentladungen und Störer zu trennen vermag. Durch die Auswahl geeigneter Messfrequenzen kann sowohl eine eindeutige Unterscheidung durch Clusterbildung im 3CFRD-Diagramm, als auch eine IEC-konforme Ladungsbestimmung für die TE-Messung erfolgen.

## 7 LITERATUR

- [1] IEC 60270, "High-voltage test techniques – Partial discharge measurement", Version 2000, 3rd Edition
- [2] A. Kuchler: "Hochspannungstechnik", Springer-Verlag, 2. Auflage, Berlin, 2005
- [3] D. König and Y. N. Rao: "Partial Discharges in Electrical Power Apparatus", VDE 1993
- [4] Omicron electronics: "MPD 600 - Product brief and specification", Austria, 2007
- [5] Holle, Plath, Schon, Lucas: "Typprüfung eines digitalen TE-Messsystems nach IEC 60270", ETG Konferenz "Diagnostik elektrischer Betriebsmittel", Kassel, 2006
- [6] K.-D.Plath, R.Plath, Emanuel, Kalkner: "Synchrone dreiphasige Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren vor Ort und im Labor", ETG Konferenz "Diagnostik elektrischer Betriebsmittel", Berlin, 2002
- [7] Schaper, Kalkner, Plath. "Synchronous multi-terminal on-site PD measurements on power transformers", 14th International Symposium on High Voltage Engineering, Beijing/P.R.China, 2005
- [8] Obralic, Kalkner et al. "Verbesserte Zustandsbewertung durch neue Auswerteverfahren bei der Synchronen Mehrstellen-TE-Messung an Hochspannungsmaschinen," ETG Konferenz "Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Kassel, 2006
- [9] Weissenberg, Farid, Plath, Rethmeier, Kalkner: "On-Site PD Detection at Cross-Bonding Links of HV Cables", CIGRE Session 2004 - Paris, France, 2004
- [10] CIGRE WG 21.03: "Recognition of discharges", Electra, no. 11, pp. 61–98, 1969



**Möglichkeiten und Grenzen der  
vor-Ort Teilentladungsmesstechnik**

**Prospects and Limits of on-site  
PD Measurement Technique**

**S. Tenbohlen, A. Pfeffer, S. Coenen,  
Universität Stuttgart,  
Germany**

**A. Wilson, S. Markalous  
Doble Lemke GmbH,  
Germany**

**Zusammenfassung**

Zur Überprüfung und Diagnose der Isolationsqualität hochspannungstechnischer Geräte wird die Messung von Teilentladungen (TE) durchgeführt. Der Beitrag beschreibt Möglichkeiten und Grenzen bei der vor-Ort TE Messung und TE Ortung, die sich durch die Anwendung und Kombination verschiedener TE-Messmethoden ergeben.

Bei Anwendung der konventionellen Teilentladungsmessung nach IEC60270 kann das Messergebnis durch den hohen Störpegel im Feld nur beschränkt aussagekräftig oder unter Umständen gar nicht brauchbar sein, insbesondere bei on-line Messungen. Die im Beitrag vorgestellte Mehrstellen TE Messung ermöglicht durch das STAR-Diagramm eine vorteilhafte Unterscheidung zwischen verschiedenen TE Quellen und einer Unterdrückung von externen Störungen.

Die UHF Messmethode, als unkonventionelle Messmethode auf Basis elektromagnetischer Sensoren wird vorgestellt. Diese Sensoren werden über einen normalerweise zur Ölbefüllung benutzten Flachkeilschieber bei laufendem Betrieb in den Transformator eingeführt. Durch die Schirmungseigenschaften des Transformatorbuchs sind externe elektromagnetische Störungen minimiert und ermöglichen Messungen mit hohem Störabstand, insbesondere bei on-line Messungen. Starke Sender, wie z.B. Mobilfunkstationen, Funkgeräte oder Handys in direkter Nähe zum UHF Messequipment können jedoch die Messungen stören und erfordern mitunter eine individuelle Entscheidung, ob es sich um Teilentladungsimpulse handelt. Ein Nachteil der UHF Messmethode ist die fehlende Möglichkeit zur Kalibrierung im Sinne scheinbarer Ladung, oder ein Nachweis ihrer Empfindlichkeit in Bezug zur IEC 60270 konformen Messung. Ein durchführbarer Funktionstest der Sensoren erlaubt keinen Rückschluss auf die tatsächlich zu erzielende Empfindlichkeit, da die elektromagnetischen Wellen abhängig von ihren Ausbreitungswegen zum Sensor eine i. A. unbekannt Dämpfung erfahren.

Die akustische TE Messung mit piezo-elektrischen Sensoren eignet sich zur laufzeitbasierten Ortung von TE, da die Positionierung ausreichend vieler Sensoren an der Kesselwand in der Regel möglich ist. Allerdings können akustische Sensoren auch empfindlich sein für externe und interne Störquellen wie Koronaentladungen und Kerngeräuschen. Alleinige akustische Überwachungen von Transformatoren ist vor-Ort daher nicht vorteilhaft und bedarf einer empfindlicheren Messmethode zur Detektion der TE. Zur Laufzeitbestimmung von akustischen TE Signalen ist zusätzlich eine Entrauschung notwendig, die im Beitrag durch die Mittelwertbildung der akustischen Signale erreicht und vorgestellt wird. Die Mittelwertbildung basiert hier auf der Triggerung der akustischen Messung durch z.B. UHF Signale. Die akustische TE-Messung stößt in einfacher Form an ihre Grenzen, sofern in einem Transformator mehr als eine TE Quelle detektierbar ist, die TE Quellen im Inneren von Wicklungen positioniert sind oder

wenn innerhalb der vorgegebenen und oft beschränkten Zeit keine Sensorpositionen mit messbaren akustischen Signalen am Kessel gefunden werden können.

Laufzeitunterschiede zwischen Signalen verschiedener Sensoren können sowohl im akustischen wie auch UHF Frequenzbereich zur geometrischen Lokalisierung gemessen werden. Die hier erzielte Genauigkeit bei Verwendung von zwei UHF Sensoren ist ausreichend, um die betroffene Phase zu bestimmen. Da Transformatoren in der Regel nicht mehr als 3 Flachkeilschieber besitzen, sind weiterhin akustische Sensoren notwendig. Die Auswertung der UHF Laufzeiten hilft, die akustischen Sensoren an viel versprechenden Orten an der Kesselwand in der Nähe der TE zu platzieren. Im Beitrag wird ein so entstandenes Ortungsergebnis vorgestellt, das durch eine optische Aktivteilinspektion bestätigt wurde.

Ein weiterer Versuch einer UHF-Akustischen Ortung im Prüffeld scheiterte daran, dass trotz messbarer IEC TE Impulse keine UHF Signale messbar waren. Somit liefert auch die UHF Messmethode mit Ölschiebersensoren abhängig vom inneren Aufbau des Transformators nicht immer eine sichere Aussage über die TE Aktivität eines Prüfobjektes.

## **Abstract**

The paper presents prospects and limits using a combination of different partial discharge (PD) measurement methods both to detect PD in power transformers and to improve interpretation and localisation of their sources.

The use of the conventional PD measurement method according to IEC 60270 has to deal with certain drawbacks like ambient noise on-site or corona discharge when performed on-line. The multi-terminal PD measurement is illustrated here using STAR diagrams for discrimination between different PD sources. Several different PD sources in different phase windings during an off-line measurement on a power transformer were detected and the UHF method confirmed these results and conclusion.

The UHF PD measurement method is usable as single measurement and as a supporting measurement for off- and on-line PD detection. Fundamental knowledge of the PD phenomena is needed for interpretation of measuring results, comparable to knowledge of the lower frequency IEC 60270 measurements. UHF probes are easily installable and useable. The sensitivity of UHF PD measurements is sufficient and normally is not affected by external disturbances. Especially in noisy surrounding it might be a very helpful method to support other PD measurement techniques for example dissolved gas analysis and acoustic localisation of PD. In case of powerful transmitter within the UHF range, e.g. mobiles, mobile communication station or radio sets, UHF PD measurements might be affected and Signals have to be evaluated, if correlating to PD or not. Nevertheless in frequency domain a simple differentiation between natural broad-band PD spectra and the above mentioned noises is possible since the noises are generally narrow-banded modulated carrier signals.

UHF oil filling valves are often electro magnetically shielded from the internal tank by tubes for directing the oil flow. Sensitive UHF measurements are in some cases still possible, and additionally broadband amplifiers can be used for measuring UHF signals sensitively. But the UHF method misses the possibility of a calibration because electro-magnetic UHF waves are attenuated by internal structures according to their travelling paths to the sensor. Thus the sensitivity of UHF measurements can't be determined in terms of pC. Normally a clear decision can be made concerning the PD activity of a test object but the paper presents an example of an off-site measurement in a test field where no UHF signals were detectable whereas IEC and acoustic method confirmed PD activity.

Run times measured in the UHF range can be used for geometrical PD localisation. The accuracy with e.g. two UHF sensors seems to be adequate to determine the phase where the PD is located. Additionally, different measurable UHF amplitudes support an estimation of the PD location. However, since transformers rarely offer more than three UHF oil valves, an additional acoustic measurement method is usually required for localisation. Using the knowledge gained from the UHF sensors, acoustic sensors can be placed near to the PD source at the transformer tank. During an on-line measurement a PD source localisation was performed with the help of measured UHF run times and acoustic run times.

## 1 INTRODUCTION

The reliability of electrical energy networks depends on the quality and availability of primary electrical equipment such as the power transformer. Localised internal insulation failures can, however, lead to catastrophic breakdowns and incur high outage and penalty costs. To reduce such risks it is normal for power transformers to have passed a range of factory tests including one for partial discharge (PD) activity before acceptance and commissioning. Once installed it is costly to energise with e.g. induced test voltage or resonant sets, and the results are often restricted by high site interference. Many users then rely on integrated detection methods such the use of dissolved gases in the oils. However, this need not be the case. The UHF, acoustic and multi-terminal PD measurement methods are using different physical peculiarities of the PD phenomenon, e.g. electric currents according to IEC 60270 [1], electromagnetic waves (UHF-range) and acoustic radiation.

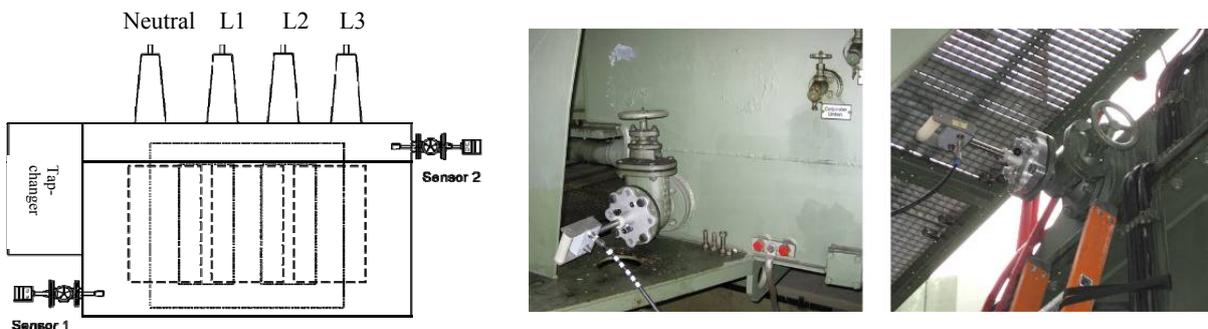
The electrical PD-measurement set-up according to IEC 60270 usually has sensitivity limitations for on-site/on-line measurements because of the noise level in field. Due to the existing coupling of the three phases in a transformer, single partial discharge pulses in one certain phase can also be measured as cross coupling signals in all phases. Evaluation of multi-terminal PD measurements establishes an approach to clearly distinguish between multiple PD sources and to remove external disturbances [2].

The so called “UHF PD measuring method” (UHF: Ultra High Frequency) is based on the facts that PD under oil are very fast electrical processes and radiate electromagnetic waves with frequencies up to the ultrahigh range (UHF: 300 – 3000 MHz). Due to the moderately attenuated propagation of UHF waves inside the transformer tank, the electromagnetic waves are detectable sensitively [3]. UHF probes [4] can be inserted into the transformer during full operation through the oil filling valve. As a result of shielding characteristics of the transformer tank against external electromagnetic waves, normally a clear decision can be made concerning the PD activity of the test object.

When electrical or UHF PD measurements confirm PD activity, a three dimensional localisation of PD sources is the next step for risk evaluation of PD phenomena. With three space coordinates and a time dimension relating to a single PD event, the number of unknowns’ requires four sensors for arrival time measurements and location. UHF technology offers this possibility but access for most designs is normally limited to 3 sensors or less. Because there is no limit in the number of piezo-electric acoustic sensors that can be mounted on transformer tanks, the acoustic measurements remains attractive for localization purposes. However, acoustic sensors are normally more sensitive to external disturbances than to the internal PD originated sound waves. They are also affected by distortion within the tank from the winding core and support structures in the transit path which influences partly can be eliminated with appropriate signal processing afterwards. The compromise is therefore, to use a combination of the two methods, using sensitive UHF signals to provide triggering and by using averaging [5] of acoustic signals for de-noising.

## 2 COMPARISON OF MULTI-TERMINAL PD MEASUREMENT AND UHF PD MEASUREMENT

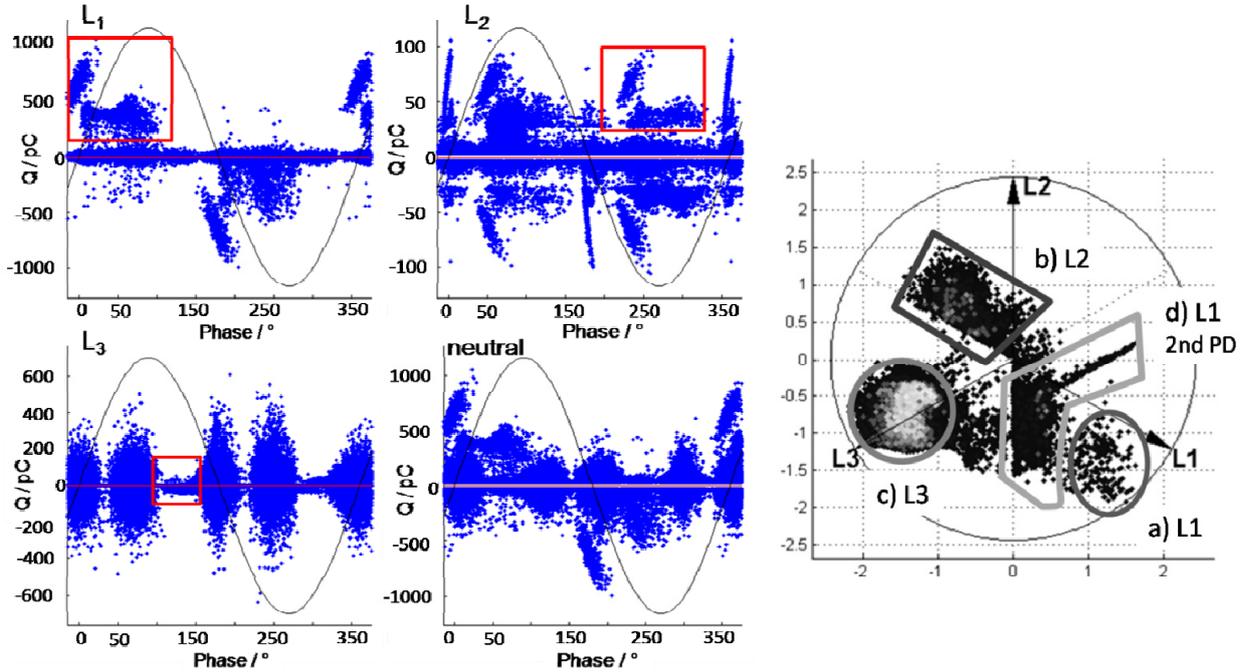
On-site multi-terminal electric and UHF PD measurements were made on a generator step-up transformer 110/10 kV, 120 MVA, see Figure 1. This on-site measurement was performed with the transformer off-line and energised using a three-phase PD free generator unit (110 kVA) to minimize the influence of the external disturbances. The transformer was excited via the 10 kV windings.



**Figure 1: UHF probes installed at a 120 MVA generator step-up transformer**

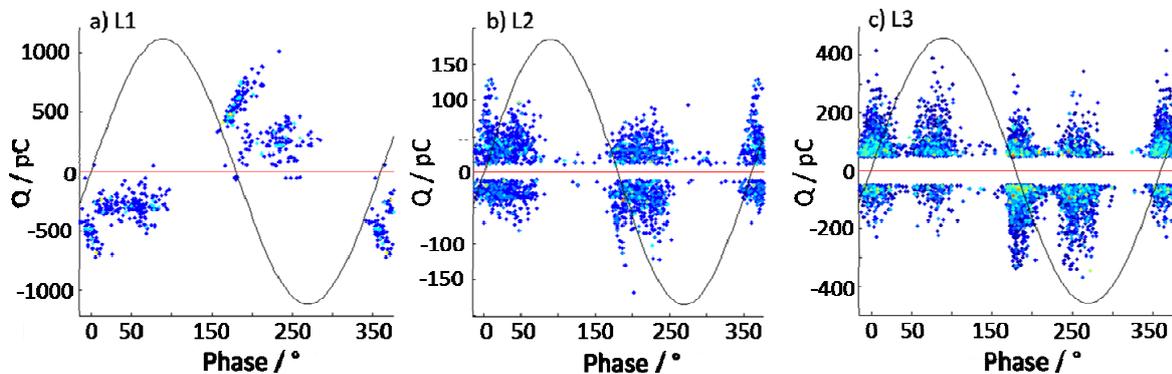
**2.1 Multi-terminal PD measurement**

The calibration of the measurement arrangement in terms of apparent charge was done separately for all three measurement devices with a defined calibrator impulse. The multi-terminal measurements were performed with PD Smart from Doble Lemke and mpd540 from Omicron [7]. Results of the measurements at the 110 kV side are shown in Figure 2.



**Figure 2: PRPD pattern of the transformer on phase L<sub>1</sub>, L<sub>2</sub>, L<sub>3</sub> and the neutral; STAR-diagram with four clusters: a) L<sub>1</sub>, b) L<sub>2</sub>, c) L<sub>3</sub>, d) L<sub>1</sub>-2nd PD**

On the left hand side the upper diagrams show the PRPD pattern of phase L<sub>1</sub> (left) and L<sub>2</sub> (right) and the lower diagrams present the PRPD of phase L<sub>3</sub> (left) and the neutral (right). The rectangles show the PD in L<sub>1</sub> and the respective coupling on phase L<sub>2</sub> and L<sub>3</sub>. The measurement on the neutral is a good method for comparing the UHF PRPD pattern (see Figure 5) with the multi-terminal PD pattern because all internal PDs are shown in one diagram in different magnitudes. By means of the STAR-diagram, see Figure 2 (right), four different PD sources can be distinguished, one in phase L<sub>2</sub>, one in phase L<sub>3</sub> and two in phase L<sub>1</sub>. The reverse transformations of each cluster confirm the four PD sources. The pictures in Figure 3 are the clusters of the PD sources in L<sub>1</sub> (a), L<sub>2</sub> (b) and L<sub>3</sub> (c). The pattern of phase L<sub>2</sub> could be a void in oil. The PD source of L<sub>1</sub> with the maximum of 1000 pC was the highest detectable value and occurred after some minutes during the measurement also showing characteristics of void PD pattern. The PD source in L<sub>3</sub> was the first occurring signal at 40 kV. The level of the PD increased with increasing voltage showing cross-coupling from PD of other phases.

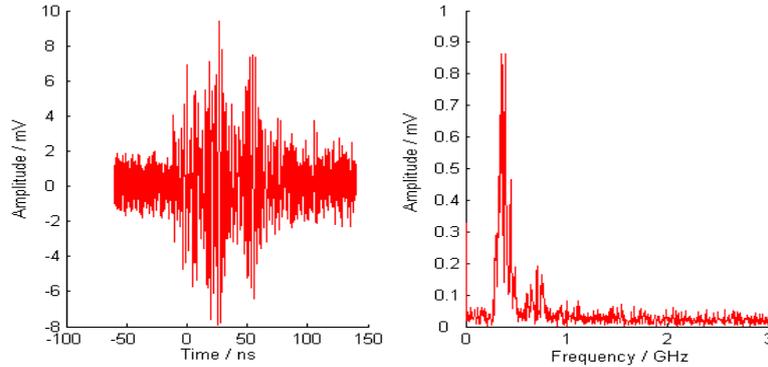


**Figure 3: PRPD pattern of the generator step-up transformer after retransformation of the clusters in the STAR-diagram in Figure 2: a) L<sub>1</sub>, b) L<sub>2</sub> and c) L<sub>3</sub>**

## 2.2 UHF PD measurement

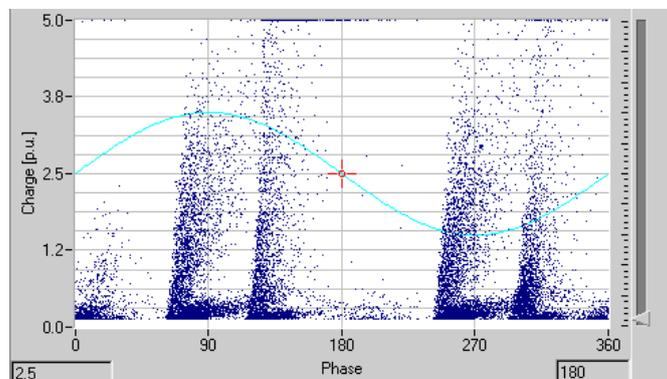
The transformer possesses two oil filling valves, see Figure 1. The first valve is underneath the tap changer housing at the same height as the lower yoke. The second valve is on the opposite side underneath the oil expansion tank in the cover of the transformer.

The first measurement, a so-called dual port Performance Check [6], demonstrates the sensitivity of the measuring system. Wide-band signals of a signal generator were fed over the first UHF sensor into the transformer tank and measured with the second UHF sensor. Figure 4 represents the received time signal and its transformation in the frequency domain. During this measurement the transformer was not excited.



**Figure 4: Dual port Performance Check**

From the illustration it is evident that a wide-band signal (right, frequency portions up to 1 GHz) was travelling through the transformer and its active part. Likewise the signal-to-noise ratio is sufficient in the time signal (left). Therefore the sensors have been shown to be correctly installed and attached to the measuring instruments and a sensitive UHF measurement is possible. During the measurements with energisation UHF signals were measured with both probes. Run time differences allow a localisation of the PD source with additional analysis [7]. The measurable UHF PD events of sensor 1 were synchronised to phase  $L_3$  of the AC test voltage and stored for a period of three minutes, see Figure 5.



**Figure 5: UHF PRPD-pattern of 120 MVA Generator Step-up Transformer – 3 min**

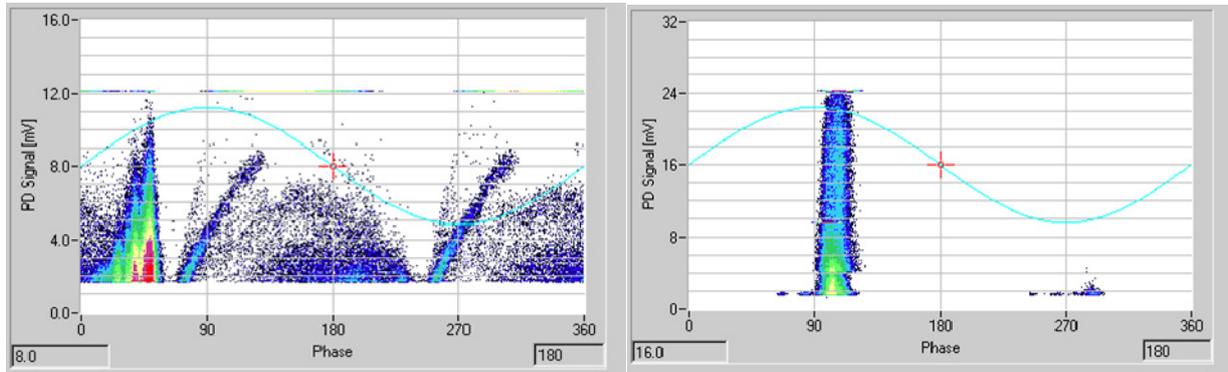
The resulting pattern shows an overlap of the internal PD activity on the phases. The comparison of the UHF PD data with IEC conform measured data reveals comparable patterns as seen in Figure 2.

## 2.3 Acoustic Measurements

Because of runtime information of the two UHF sensors and due to the availability of a sensitive trigger event for PD by UHF signals, an acoustic measurement was performed off-line. The IEC measurements and the arrival time information of the UHF signals allowed a rough localisation of the PD sources. Due to that rough localisation the acoustic sensors were installed at corresponding locations at the transformer tank, but no single acoustic signals were detectable. Due to the fact, that more than one PD source is active in the transformer the de-noising method of averaging acoustic signals with UHF trigger (described in next chapter of this contribution) was not applicable, because of possibly interfering acoustic signals of different sources which didn't overlay constructively.

## 2.4 Partial Discharge Monitoring

The operation of the generator step-up transformer is monitored regarding the occurrence of PD by means of UHF measurements (LDS6/UHF) and measurement of the hydrogen concentration in oil (Hydran sensor). Additionally different information like top oil temperature, ambient temperature and transformer load are monitored for cross correlation purposes which might allow a deeper understanding of the PD effect in that transformer. In Figure 6 two examples of phase resolved UHF PD patterns are shown which are measured both for a time interval of one hour. They are measured with approx. 35 dB amplified UHF signals of sensor 1 with a bandwidth of 9 MHz at a centre frequency of 505 Mhz.



**Figure 6: UHF PD Patterns (PRPD) measured by means of online PD monitoring system**

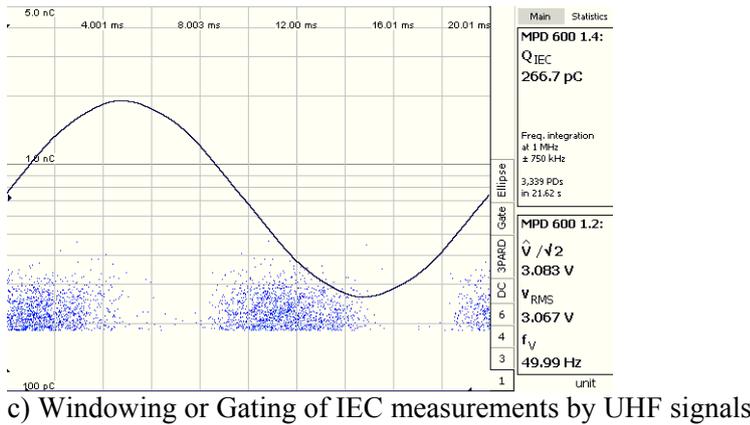
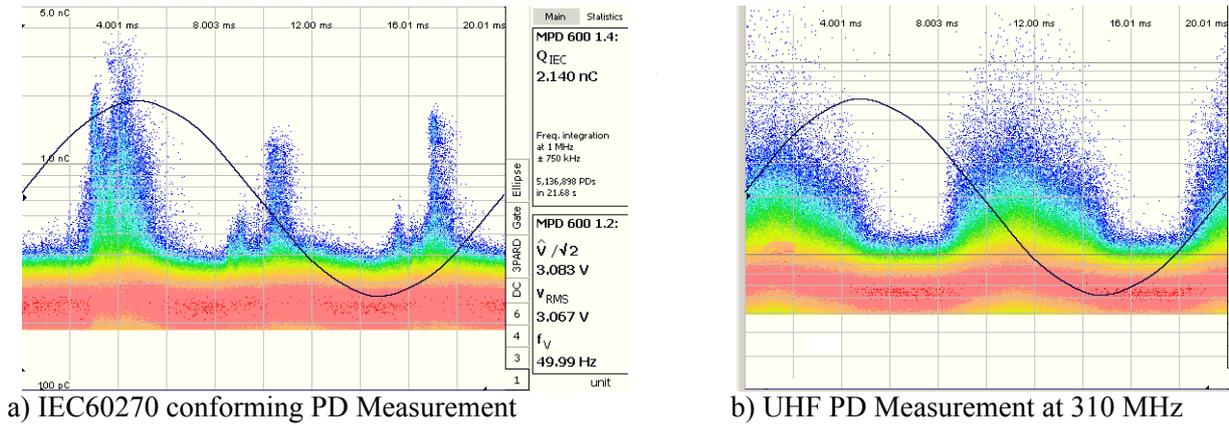
The shape of the patterns differ, e.g. the activity during the negative half cycle is missing and the strongest activity is shifted from approx.  $60^\circ$  to  $100^\circ$ . Additionally the maximum amplitude of UHF signals increased from 12 mV to 24 mV. Normally the measured pattern looks like the pattern in Figure 6 left. The higher amplitudes like in Figure 6 right were just measurable for approx. four hours and were followed by a strong increase of the hydrogen concentration in oil. But experience in UHF PD pattern analysis is yet very limited and will be the aim of future research activities.

## 3 CASE STUDY ON PD LOCALISATION WITH COMBINED UHF AND ACOUSTIC MEASUREMENTS ON GRID CONNECTED 333 MVA TRANSFORMER

Because of increasing gas-in-oil values, a 333 MVA grid coupled single-phase autotransformer was tested on-site on-line for PD. The high noise level at site strongly disturbed the conventional PD measurements made according to IEC 60270 at sub 1 MHz frequencies. Consequently, UHF PD measurements for PD detection in combination with acoustic measurements for PD localisation were performed in order to get reliable results. By means of several PD decoupling ports for IEC 60270 measurements a multi-terminal PD measurement was performed. Thus external disturbances like corona should be measured on all terminals with similar pulse shape and amplitude and it should be possible to distinguish between multiple PD sources and external noise by means of the respective STAR diagram [7]. But in this case the 400 kV bus bar above the transformer disturbed the multi-terminal measurement so much that the STAR diagram delivered no feasible results.

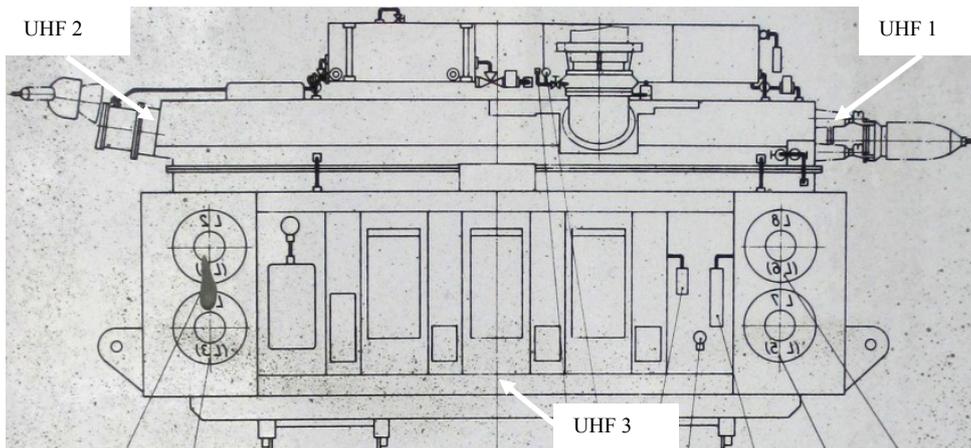
A lower frequency IEC 60270 measured PRPD-pattern is shown in Figure 7 (a). The external disturbing corona discharges with the phase shift of  $120^\circ$  of the three different phases become visible in the pattern with a level above 2000 pC. Internal UHF probes uses the tank wall as shielding against external disturbances and Figure 6 (b) shows the pattern of one internal UHF sensor. According to this pattern only one internal PD source can be identified. The  $120^\circ$  shifted disturbances are no longer detected. Due to the missing possibility of UHF calibration no PD quantity in terms of pC can be given.

Using the UHF signals of internal PDs as a trigger or in other words gating signal for the IEC method, the PD measurement leads to the pattern of Figure 7 (c). The combination technique is called “Gating” or “Windowing” [5] and allows an estimation of the apparent charge of only the internal PD in case of heavy external disturbances. For the internal PD the apparent charge might be estimated to be at about 300 pC. Compared to Figure 7 (a) with disturbances of around 2000 pC the sensitivity of IEC measurements is improved by means of the UHF signal significantly.



**Figure 7: Gating of IEC measurements by UHF signals at 333 MVA transformer**

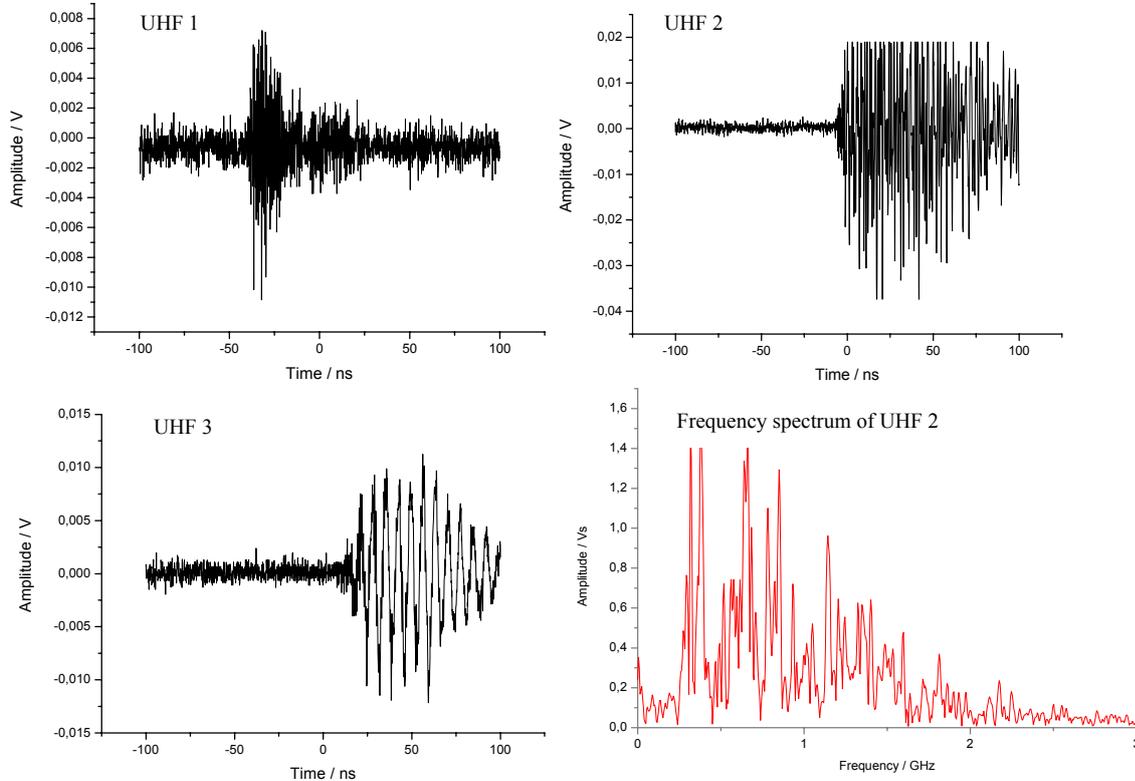
In this case the transformer possessed three oil filling valves and three identical UHF Sensors were installed. Figure 8 shows the positions of the UHF probes (UHF 1 – UHF 3). Two probes are opposite each other at the top of both front ends of the tank and the third (UHF 3) is located at the bottom in the middle of the transformer side, see Figure 8.



**Figure 8: Positions of UHF Probes at 333 MVA single phase autotransformer**

First, the so called dual port Performance Check was done, compare to paragraph 2. Artificial UHF impulses were injected at each probe with a signal generator (60 V at 50 Ω). It was not possible to detect the artificial impulses at any combination of emitting and receiving probe. The explanation by the transformer manufacturer was that there are tubes behind the oil filling valves directing the oil flow around the winding. According to the unsuccessful dual port Performance Check it could be stated, that the probes are electro magnetically decoupled from each other. Furthermore they might be also shielded against UHF pulses from internal PD.

But nevertheless, at nominal voltage, UHF signals from internal sources were detectable with all three probes. I.e. the internal PD cause UHF signals with higher energy content than the former artificial impulses. It can be concluded that the dual port Performance Check is thus just a worst-case estimation of the sensitivity. But in case the Performance Check is not successful, sensitive UHF measurements might still be possible. In Figure 9 the measured signals of the UHF probes are shown, measured without amplification.

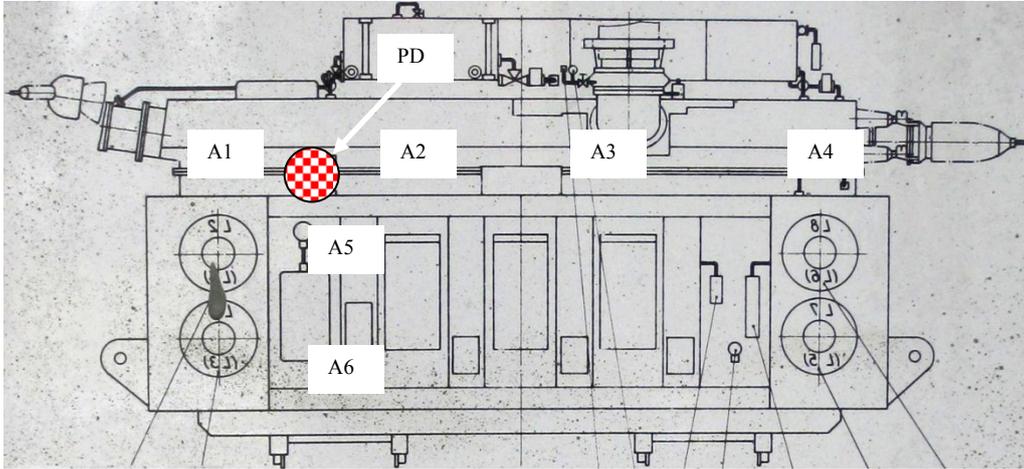


**Figure 9: Measured run time differences between three UHF probes at different locations and Frequency spectrum of signal of probe “UHF 2” to prove broad-band emission**

Recognizable are run time differences in the range of nano seconds (ns) between the signals. Taking run time differences caused by different lengths of measuring lines into account, a first estimation of the geometric PD location led to the tap changer. That is supported by the measured UHF amplitudes of the three UHF probes. The probe nearest to the tap changer (probe UHF 2) has the highest reading output with over 40 mV, whereas the other probes did not reach more than 10 mV. According to that, probe UHF 2 was used for triggering and determining the starting time for measuring run time differences. Simultaneous IEC 60270 measurements were highly disturbed by audible corona discharges. Additionally to the presented “Gating” method in Figure 7, frequency analyses and phase related UHF PD patterns confirmed that the UHF measurements are not affected by the external corona discharge. An exemplary frequency analysis of the measured signal of probe UHF 2 proofed the shielding characteristic of the tank; see Figure 9 (bottom right). The signal features frequency content up to 2 GHz, as emitted by a broad band emitter of UHF waves like internal PD in oil. External disturbing sources would have been narrow banded, e.g. at around 500 MHz for digital video broadcasting or around 900 MHz or 1800 MHz for GSM (global system for mobile communications) since there are modulated carriers often. For further proof that the signals correlate to PD, PRPD’s of the signals were recorded, synchronized to the voltage supply of the measuring unit (LDS6/UHF). Similar to the IEC 60270 PD measurements typical patterns were visible, comparable to Figure 5. Phase stable UHF pulses showed correlation to internal PD.

PD also produces acoustic waves, which are measured with piezo-electric sensors installed at the outside tank wall. Their measurable frequency range is between 50 and 200 kHz. Due to comparatively high acoustic signal attenuation within the solid and liquid insulation material and structures inside the transformer sensitive acoustic measurement are sometimes hard to achieve [8]. Additionally acoustic signals of PD might be covered by ambient mechanical noise and inherent noises within the transformer (core noise). Summarising, exclusive acoustic PD measurement or on-line monitoring is only useful to a

limited extent. To increase the sensitivity of acoustic measurements the method is combined with the more sensitive UHF measuring method. UHF signals are used as trigger signals in order to activate the acoustic measurement during the occurrence of UHF PD signals. By using averaged signals (averaging in time domain, here approx. 100 times), the 60 dB amplified acoustic PD pulses remain constructively overlapped whereas the white background noise is averaged to zero. Figure 10 shows the positions of the used acoustic sensors (A1 – A6).



**Figure 10: Position of acoustic sensors and localised PD source**

The UHF measuring method is based on electromagnetic waves, which spread with approximately two-thirds of speed of light inside the transformer. Thus for localisation UHF signals are detected almost the same time PDs occur. Conversely, the speed of acoustic waves is 1400 m/s, producing transit times within the range of milliseconds. Geometrical distances between sensors and the source of PD (calculated from the run times of the individual acoustic sensors) result in a spherical area inside the transformer. With at least three acoustic sensors and corresponding run times, it is possible to calculate the intersection of the spheres and thus to determine the PD location. It must be assumed that the acoustic waves travel directly in the line of sight from the PD source through the oil and through the steel tank to the sensor without any reflections. But furthermore the location process has also to deal with acoustic waves travelling faster in the tank wall than in the oil. The run times of the acoustic signals can be computed objectively with the help of the Hinkley criterion [5, 8]. It is based on the signal energy of the measured signal and results in an absolute minimum for the starting point of the signal.

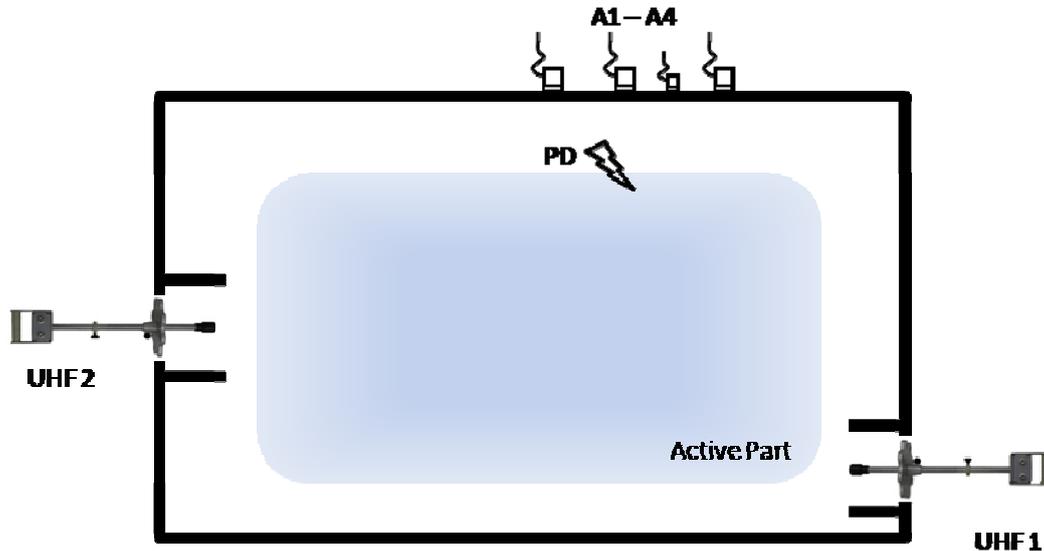
As illustrated in Figure 10, the supposed position of the PD source is in the vicinity of the tap changer. Geometrical inaccuracy is thereby within the range of approx. 40 cm on all space axes. This inaccuracy is caused by using different combinations of run time differences and different localisation methods [5]. The different run time differences was measured with six different sensors which are the three UHF Sensors (UHF 1 – UHF 3) and the three acoustic sensors placed near to the PD source (A2, A5, A6).

After transportation of the transformer to the manufacturer the localisation result was proofed by an IEC triggered acoustic measurement in test field and the transformer was detanked for repair. The optical inspection of the active parts at the tap changer confirmed the localisation results.

#### **4 PD LOCALISATION WITH COMBINED IEC60270 AND ACOUSTIC MEASUREMENTS ON HVDC TRANSFORMER IN TEST FACILITY**

During an acceptance test inside a test facility a 320 MVA HVDC transformer was tested on PD. IEC 60270 measurements detected PD with an apparent charge of approx. 1500 pC. For localisation purposes acoustic measurements were performed with averaged signals triggered by IEC conform measured PD signals. Combined UHF and acoustic measurements were performed in order to confirm the localisation of the PD. The transformer offers two oil-valves for application of a UHF sensor. After installation of the two sensors according to Figure 11 a Performance Check was performed, according to paragraph 2.2. It was not possible to detect a signal originating from the second sensor acting as source, i.e. the sensors are electro-magnetically decoupled from each other. The manufacturer confirmed that there are tubes behind the oil filling valves for directing the oil flow (illustrated schematically in Figure 11). These tubes shield the UHF oil valves sensors and reduce their receptiveness for internal PD UHF signals.

After energisation of the transformer, PD signals were measurable with IEC60270 conform measurements but no UHF signals were detectable within the UHF range. But again the PD localisation was confirmed by different acoustic measurement equipment with the use of the still available electrical trigger. The localisation led to a PD position at the bottom of the transformer active part near to the tank wall; see top view of transformer in Figure 11.



**Figure 11: Topview - UHF and acoustic set-up with localised PD at 320 MVA HVDC transformer**

The UHF measurements were carried out as broad-banded measurements, 50 Ohm coupling and without amplification using an oscilloscope. Filtering and subsequent amplifying might mitigate the shielding influence of the oil flow guiding tubes and improve the reachable sensitivity. As identified with the failed Performance Check, the sensors are shielded against internal PD pulses and thus no PD impulses were measurable. One conclusion is that in this case with internal tubes in front of the oil valves the UHF method should possibly not be applied with oil valves sensors but with so-called top hatch sensors instead.

These Hatch UHF sensors can be installed as retro-fit by changing original hatches with new hatches with incorporated UHF sensors. The benefits are: i) possibility to install various sensors, ii) less blocking/shielding metal structures in front of sensor. For an on-site testing case the additional needed efforts for sensor installation must be surely justifiable with e.g. the strategic importance of the transformer or the needed information of the PD measurement.

The acoustic sensors were located near the PD source, see Figure 11, and the averaged acoustic signal was detectable with the use of the IEC conform trigger impulses. Other positions of the acoustic sensors didn't lead to measurable acoustic signals. Due to the confirmed localisation result the transformer will be detanked and repaired.

## 5 CONCLUSION

The electrical PD-measurement set-up according to IEC 60270 usually has sensitivity limitations for on-site/on-line measurements because of the high noise level in field. The multi-terminal PD measurement can be advantageously used by means of STAR diagrams for discrimination between external noise clusters and internal PD sources. Different PD sources at different phases were found in one generator step-up transformer and the UHF method confirmed the results of multiple PD sources inside the transformer. Overly strong noise on-site nevertheless might make the method of STAR diagram unfeasible.

The UHF PD measurement method is usable as single measurement and supporting measurement for off- and on-line PD detection. Fundamental knowledge of the PD phenomena is needed for interpretation of measuring results, comparable to the knowledge needed for IEC 60270 measurements. UHF probes are easily installed and are useable. The sensitivity of unamplified UHF PD measurements is sufficient and normally not affected by external disturbances. So especially in noisy environments it is a very powerful and sometimes superior method to support other PD measurement techniques.

Due to possible strong UHF noise on-site, UHF PD measurements might be affected and signals have to be evaluated, if correlating to PD or not. This is done beneficially in the frequency domain to distinguish between natural broad-band PD spectra and generally narrow-banded noises active as modulated carrier signals in mobile telephone technology, mobile communication stations or radio sets. Oil filling valves used for the installation of UHF-sensors are often electro magnetically shielded from the internal tank by tubes for directing the oil flow. Nevertheless sensitive UHF measurements are in some cases still possible and improvement might be the use of amplification of UHF signals.

Run times measured in the UHF range can also be used for geometrical PD localisation. Acoustic sensors should be placed near to the PD source at the transformer tank to get acoustic signals of the PD. Due to the fact, that normally no transformer offers more than three UHF oil valves, the acoustic measurement method is still helpful for PD localisation. However, acoustic sensors are normally more sensitive to external disturbances than to internal PD originated sound waves. They are also affected by distortion within the tank from the winding core and support structures in the transit path. That influences partly can be eliminated with appropriate signal processing afterwards. Therefore, the compromise is a combination of methods, e.g. using sensitive low-frequency electric or UHF PD signals to provide triggering and by using averaging [5] of acoustic signals for de-noising. In case of more than one PD source, acoustic localisation can become difficulty because of interfering signals.

Referring to the presented case studies the experiences are summarised in Table 1. At the presented transformers each measuring method was tested if there are any measurable signals. In Table 1 “+” means, that the measurement method was successfully used regarding detection or localisation of PD, whereas “-“ represents inefficiency of the method.

**Table 1: Successful “+” and not successful “-“ measurements of PD during four case studies**

		<b>IEC / Multi-Terminal IEC</b>	<b>UHF/ drain valve sensor</b>	<b>Acoustic</b>
<b>120 MVA, 110/10kV</b>	Off-line	+	+	-
<b>120 MVA, 110/10kV</b>	On-line	-	+	-
<b>333 MVA, 220/110kV</b>	On-line	-	+	(+) triggered by UHF
<b>320 MVA, HVDC</b>	Test Facility	+	-	(+) triggered by IEC

Experiences can be concluded as follows:

- IEC PD measurements are the most sensitive method for laboratory or test facilities and are also useful for off-line measurements. There are certain drawbacks for IEC PD measurements like ambient noise on-site or corona discharge when performed on-line.
- UHF PD measurements can easily support PD measurements even on-line and are mostly sensitive enough against PD. As a result of shielding characteristics of the transformer tank against external electromagnetic waves, normally a clear decision can be made concerning the PD activity of the test object.
- Acoustic PD measurements should not be used exclusively and benefit from a sensitive trigger method as e.g. UHF for double checking and noise suppression.

## BIBLIOGRAPHY

- [1] IEC 60270 High voltage test techniques – Partial discharge measurement
- [2] K. Rethmeier, M. Krüger, A. Kraetge, R. Plath, W. Koltunowicz, “Experiences in On-site Partial Discharge Measurements and Prospects for PD Monitoring”, No: M-6, pp. 1279-1283, Proceedings 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, 2008
- [3] S. Coenen, S. Tenbohlen, S.M. Markalous, S. Strehl “Sensitivity of UHF PD Measurements in Power Transformers”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6, pp. 1553-1558
- [4] S. Coenen, S. Tenbohlen, S. M. Markalous, T. Strehl: “Fundamental characteristics of UHF PD probes and the radiation behaviour of PD sources in power transformer”, Proceedings 17th ISH, No: C-26, Cape Town, South Africa, 2009
- [5] S. M. Markalous: “Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers using acoustic and electromagnetic signals”, Dissertation, Universität Stuttgart, 2006
- [6] S. Coenen, S. Tenbohlen, S. M. Markalous, T. Strehl: “Performance Check and Sensitivity Verification for UHF PD Measurements on Power Transformers”, Proceedings 15th ISH, Paper-No: T7-100, Ljubljana, Slovenia, 2007
- [7] A. Pfeffer, S. Coenen, S. Tenbohlen, S. M. Markalous, T. Strehl: “Onsite experiences with multi-terminal IEC PD measurements and UHF PD measurements”, Proceedings 17th ISH, No: C-51, Cape Town, South Africa, 2009
- [8] S. M. Markalous, S. Tenbohlen, K. Feser: “Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers using acoustic and electromagnetic signals”, IEEE Trans. on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6, pp. 1576-1583

## **Besondere Anforderungen an Messimpedanzen für Teilentladungsmessgeräte durch transiente Vorgänge im Prüfsystem**

**V. Schmidt**  
HIGHVOLT Prüftechnik  
Dresden GmbH  
schmidt@highvolt.de  
Germany

**T. Steiner**  
HIGHVOLT Prüftechnik  
Dresden GmbH  
steiner@highvolt.de  
Germany

**A. Paufler**  
HIGHVOLT Prüftechnik  
Dresden GmbH  
paufler@highvolt.de  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Die Wechsellspannungsprüfung mit kombinierter Teilentladungsmessung ist fester Bestandteil einer Routineprüfung von energietechnischen Betriebsmitteln wie z.B. Leistungstransformatoren, Kabeln oder gasisolierten Schaltanlagen. Ein Durchschlag an der Isolation des Prüfobjektes erzeugt einen transienten Vorgang, der für das gesamte Prüfsystem eine hohe Belastung darstellt. Messimpedanzen für das Auskoppeln des Teilentladungssignales sind in diesem Zusammenhang sehr sensible Komponenten des Prüfsystems. Sie müssen einerseits so stark dimensioniert sein, dass sie von den transienten Überspannungen und Überströmen nicht dielektrisch beschädigt werden, andererseits schränkt eine zu starke Dimensionierung die Messgenauigkeit ein. In dem vorliegenden Beitrag wird eine Klassifizierung der transienten Vorgänge in Abhängigkeit des Durchschlages am Prüfobjekt vorgenommen. Daraus werden Prozeduren und einzuhaltende Kriterien für eine sinnvolle Teilentladungsmessung bei der Wechsellspannungsprüfung abgeleitet.

## 1 EINLEITUNG

Die Messung von Teilentladungen nach der IEC 60270 [1] zur Qualitätssicherung von elektrischen Betriebsmitteln der Mittel- und Hochspannung nimmt schon seit Jahren stetig zu. Nahezu alle Spannungsprüfungen an diesen Geräten werden inzwischen durch eine Teilentladungsmessung ergänzt. Somit wird die Teilentladungsmesstechnik zu einem unverzichtbaren Bestandteil des Hochspannungsprüffeldes. Dementsprechend wird von dieser Technik eine hohe Zuverlässigkeit erwartet.

Insbesondere bei Typ- und Entwicklungsprüfungen, aber auch bei der Stückprüfung von Betriebsmitteln kann ein Versagen des Prüfobjektes nicht ausgeschlossen werden. In diesem Fall wird die gesamte Technik im Hochspannungsprüffeld extrem beansprucht, insbesondere auch die galvanisch verbundene Teilentladungsmesstechnik. Die Messimpedanz befindet sich direkt im Hochspannungskreis (im Normalfall erdnah) und ist deshalb beim Versagen des Prüfobjektes oder anderer Elemente im Hochspannungskreis besonders hohen Beanspruchungen ausgesetzt.

Im vorliegenden Dokument wird die Beanspruchung von Messimpedanzen während Hochspannungsprüfungen mit Wechselspannung analysiert und Einflussfaktoren systematisiert.

## 2 GRUNDLAGEN

### 2.1 Teilentladungsmesskreis nach IEC 60270:2000

Ein Teilentladungsmesskreis nach IEC 60270 [1] (Bild 1) besteht meistens aus einem definierten Koppelkondensator  $C_k$ , einer Koppereinheit  $CD$  mit Messimpedanz  $Z_m$  (Umwandlung der Stromimpulse der Teilentladung in Spannungssignale), geeigneten elektrischen Verbindungen  $CC$  und einem Messgerät  $MI$ . Koppelkondensator und Messimpedanz entsprechen dem Sensor zur Erfassung von Teilentladungen. Der Koppelkondensator ist auf der Hochspannungsseite mit dem Prüfobjekt  $C_a$  verbunden. Ein Hochfrequenzfilter  $Z_n$  sorgt für die Unterdrückung von Störungen aus dem Versorgungsnetz und der Hochspannungsquelle  $U_{\sim}$ .

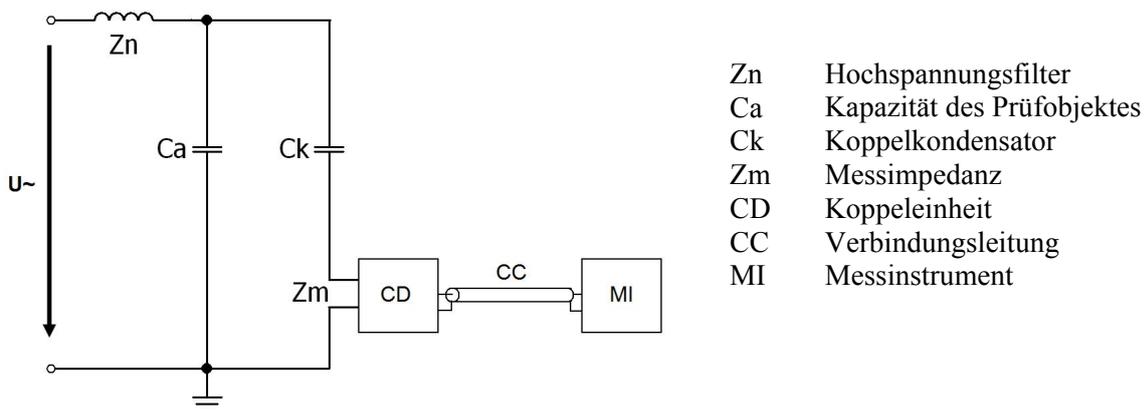


Bild 1. Grundschialtung nach IEC 60270 [1], Messimpedanz in Reihe mit dem Koppelkondensator

Die Schaltung nach Bild 1 ist die wohl am meisten verbreiteteste Anordnung zum Messen von Teilentladungen, da damit nahezu alle elektrischen Betriebsmittel auf Teilentladungen geprüft werden können. Sie bietet den Vorteil, dass sich der Sensor zur Erfassung der Teilentladungen (Koppelkondensator und Messimpedanz) von Messaufgabe zu Messaufgabe nicht ändert. Sowohl der Aufbau und die Anordnung des Sensors im Prüfkreis, als auch die elektrischen Parameter, wie Spannungsbelastbarkeit und Übertragungsverhalten, bleiben unverändert.

Alternativ ist es auch möglich, die Kapazität des Prüflings oder auch die Kapazität einer Durchführung am Prüfling als Koppelkondensator zu verwenden und die Messimpedanz dort anzuschließen. Bei den alternativen Messanordnungen müssen jedoch einige Besonderheiten beachtet werden, da ansonsten die Messergebnisse verfälscht werden bzw. Beschädigungen des Prüfobjektes oder der Messeinrichtung auftreten können. Beispielsweise muss auf eine definierte Erdung der Elemente im Kreis und auf die maximale Strom- und Spannungsbelastbarkeit der Messimpedanz geachtet werden. Darüber hinaus ändern sich die elektrischen Eigenschaften des Teilentladungsmesskreises (Messempfindlichkeit, Übertragungsverhalten) abhängig von der verwendeten Kapazität. Die alternativen Messanordnungen können jedoch vorteilhaft für die Unterdrückung von Störungen sein. Außerdem können speziell bei Transformatoren, durch die Benutzung geeigneter Durchführungen als Koppelkondensator (Durchführungen mit kapazitiver Steuerung), die Kosten für die Anschaffung eines separaten Koppelkondensators eingespart werden.

Die von Koppelkondensator und Messimpedanz erfassten Signale werden über ein Verbindungskabel an das Teilentladungsmessgerät geleitet und dort als Ladung angezeigt. Neben dem Ladungswert liefern die relative Lage der Teilentladungsimpulse innerhalb einer Periode der Wechselspannung und der Momentanwert der Wechselspannung grundlegende Informationen für die Auswertung. Dafür muss die Erfassung der Teilentladungen synchron mit der Prüfspannung erfolgen. Deshalb wird dem Teilentladungsmessgerät zusätzlich ein zur Prüfspannung synchrones Signal zugeführt und die Teilentladungen innerhalb einer Periode in einem Oszilloskopmodus dargestellt. Teilentladungsmessgeräte auf aktuellem Stand liefern Diagramme, in denen zu jedem Teilentladungsimpuls die Ladung und die Phasenlage innerhalb einer Periode sowie der Momentanwert der Prüfspannung angezeigt werden. Diese phasen aufgelöste Darstellung (PD Pattern) ist die Grundlage für die diagnostische Teilentladungsmessung.

## 2.2 Anwendung von Messimpedanzen

Teilentladungsmesssysteme benutzen oft den Koppelkondensator und die Messimpedanz zur Auskopplung der Teilentladungen. Gleichzeitig können Koppelkondensator und Messimpedanz zur Messung der Prüfspannung (Bild 2) verwendet werden. Dazu muss in die Messimpedanz eine entsprechende Unterspannungskapazität integriert sein. Das so gewonnene Signal dient zur Synchronisation des TE-Messgerätes, aber auch zur Anzeige und Aufzeichnung der Prüfspannung. Die Anzeige der Prüfspannung wird jedoch auch unabhängig von der TE-Messung für reine Spannungsprüfungen benötigt. Praktisch werden heutzutage die meisten Prüfungen mit Bewertung des Teilentladungsverhaltens durchgeführt, z.B. auch während einer Vorbelastung.

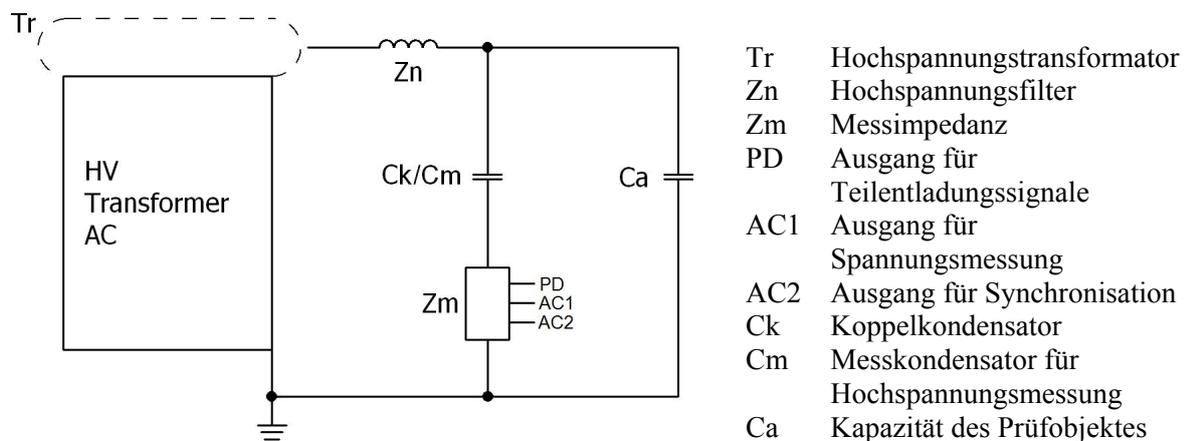


Bild 2. Messimpedanz im Messkreis mit Ausgängen für Teilentladungssignale, Synchronisation des Teilentladungsmessgerätes und Spannungsmessung

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist eine Kombination aus Teilentladungs- und Spannungsmessung sehr sinnvoll, da die Investition für einen Spannungsteiler ggf. entfallen kann und auch der Platz im Prüffeld dafür nicht benötigt wird. Allerdings gewinnt dafür die Messimpedanz als Systembestandteil an Bedeutung. Bei einem Ausfall einer Messimpedanz muss diese repariert oder ggf. neu beschafft und das Spannungsmesssystem neu kalibriert werden. Um diesen Aufwand und die damit verbundenen Einschränkungen im Prüffeld zu vermeiden, müssen Messimpedanzen besonders zuverlässig arbeiten.

### 2.3 Beanspruchung von Messimpedanzen

Der Aufbau und die Daten der Bauelemente von Koppelkondensator und Messimpedanz bestimmen die untere Grenzfrequenz des TE-Messkreises (Hochpassfilter). Der Frequenzbereich der TE-Messung ist in der IEC 60270 [1] festgelegt. Darüber hinaus gibt es Empfehlungen zur Dimensionierung des Koppelkondensators  $C_k$  mit dem Ziel, eine empfindliche Teilentladungsmessung zu erreichen. Eine hinreichende Messempfindlichkeit wird angenommen, wenn das Verhältnis  $C_k / C_a > 0,1$  angewendet wird. Für die Auswahl eines Koppelkondensators gelten allerdings noch andere Kriterien. Zum einen steigen die Anschaffungskosten mit der Größe der Kapazität. Andererseits führt eine Verdopplung der Kapazität zur Halbierung der unteren Grenzfrequenz, was die Einkopplung von Störungen aus dem Versorgungsnetz begünstigen kann ( $f_i \sim 1/C_k$ ). Aus diesen Gründen werden Koppelkondensatoren üblicherweise bis maximal einige zehn Nanofarad eingesetzt.

Die Ermittlung der elektrischen Beanspruchung der Messimpedanz wird im Folgenden an einer Ersatzschaltung nach [2] verdeutlicht (Bild 3). Zusätzlich zu den in Bild 3 gezeigten Elementen enthält eine Messimpedanz in der Praxis Filterelemente zur Unterdrückung von Störungen aus der Wechselspannung der Hochspannungsversorgung, sowie Überspannungsschutzeinrichtungen, die die Messimpedanz im Falle eines Fehlers im Prüfobjekt vor Beschädigung schützen sollen.

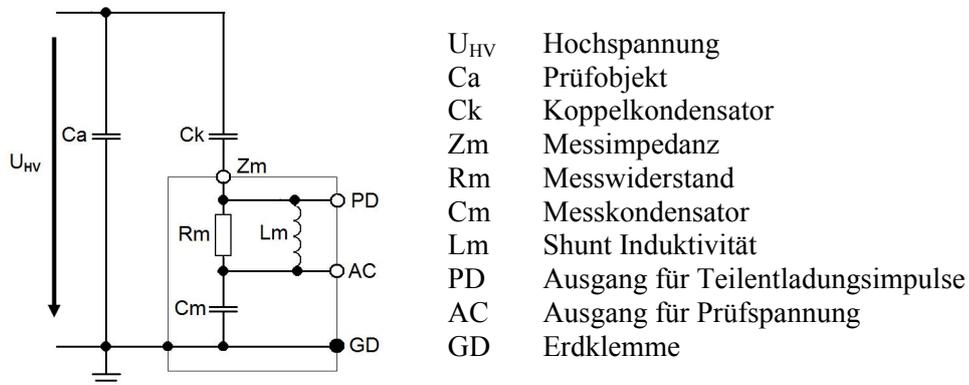


Bild 3. Ersatzschaltung für einen Teilentladungsmesskreis nach [2]

Im stationären Betrieb einer Messimpedanz mit integrierter Spannungsmessung wird deren Strombeanspruchung von den Daten der Hochspannungsversorgung bestimmt (Spannung  $U_{HV}$ , Frequenz  $f_{HV}$ ), sowie durch die Kapazität des Koppelkondensators  $C_k$ . Die Spannungsbeanspruchung entspricht dem Spannungsabfall  $U(Z_m)$  über der Messimpedanz, hervorgerufen durch den eingepprägten Strom  $I(C_k)$ .

$$I(C_k) = U_{HV} 2\pi f_{HV} C_k$$

$$U(Z_m) = Z_m I_{C_k}$$

Der Spannungsmesskreis  $U(AC)$  wird von den Herstellern unterschiedlich dimensioniert, überschreitet üblicherweise im stationären Zustand 150V nicht.

Im dynamischen Fall (z.B. Durchschlag im Prüfobjekt) entladen sich die Kapazitäten von Prüfobjekt ( $C_a$ ) und Koppelkondensator ( $C_k$ ) schlagartig über den Durchschlagskanal. Für die gespeicherte Energie im Kondensator gilt:

$$W(C_k) = \frac{1}{2} C_k U_{C_k}^2$$

Der Entladestrom in einem idealen RC – Kreis folgt der Funktion:

Stromverlauf:

$$I(RC) = \frac{U}{R} e^{-t/\tau}$$

Zeitkonstante:

Amplitude des Stromes ( $t=0$ ):

$$\hat{I} = \frac{U}{R}$$

$$\tau = RC$$

U – Spannung über dem Kondensator

R – Widerstand im Kreis

In der Praxis wird der Entladevorgang durch Impedanzen (Bauelementeeigenschaften, parasitäre Kapazitäten und Induktivitäten) bedämpft. Dennoch kann die Amplitude des Entladestromes durch die Messimpedanz einige Kiloampere betragen und die daraus über den Impedanzen resultierende Spannung würde ohne Schutzbeschaltung unweigerlich zur Zerstörung der Messimpedanz führen. Allgemein wird die Spannung  $U$  über einer Induktivität  $L$  durch den Anstieg des Stromes bestimmt:

$$U = L \frac{dI}{dt}$$

### 3 EXPERIMENTELLE ERMITTLUNG DER BELASTUNG FÜR MESSIMPEDANZEN

#### 3.1 Beschreibung der Messanordnung

Die Auswahl der Messanordnung erfolgte in Anlehnung an die Grundschialtung für die Teilentladungsmessung nach [1] (Bild 4). Das Prüfobjekt Ca wurde durch eine konzentrierte Kapazität nachgebildet. Aus den vorangegangenen Betrachtungen geht hervor, dass die Beanspruchung der Messimpedanz u.a. stark von dem Zusammenbruch der Spannung im Durchschlagsfall abhängt. Zur Simulation des Fehlers wurde deshalb eine SF6 Funkenstrecke GAP verwendet. SF6 besitzt eine 3 fach höhere elektrische Festigkeit als Luft und die Durchschlagszeiten liegen aufgrund der geringen Abstände bei nur einigen ns [3], abhängig von der Kreisinduktivität. Die Messung der Spannung erfolgte mit einem gemischten Teiler Zd. Die Spannungsmessung wurde am Koppelkondensator so angeschlossen (parallel), dass diese nicht zur Vergrößerung der Schleife zwischen dem Koppelkondensator und der Funkenstrecke führte. Zur Strommessung wurde ein Impulsstrom-Shunt R eingesetzt. Zur Aufzeichnung der Strom- und Spannungsverläufe kam ein Transientenrecorder zum Einsatz. Die Verbindung der Komponenten erfolgte möglichst induktivitätsarm mit einer Kupferfolie bzw. mit einer Rohrverbindung. Bei den zu erwartenden hochfrequenten Vorgängen war ein Einfluss durch die Leitungslängen zu vermuten. Deshalb wurden die geometrischen Abmessungen der Versuchsanordnung mit berücksichtigt.

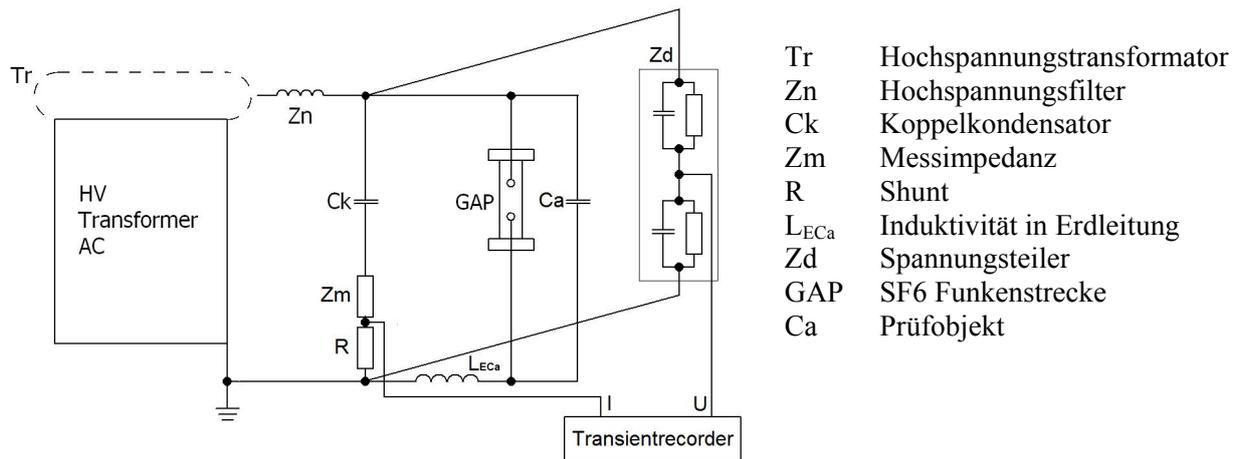


Bild 4. Schaltung zur Ermittlung der Kreisparameter

#### 3.2 Grundeigenschaften des Versuchskreises

Der Versuchskreis bestand zunächst nur aus Hochspannungstransformator Tr, Hochspannungsfiler Zn, Koppelkondensator Ck mit Shunt R, Spannungsteiler Zd sowie der Funkenstrecke GAP. Das Prüfobjekt Ca war nicht angeschlossen. Die Messimpedanz Zm und Induktivität  $L_{ECa}$  wurden durch eine niederinduktive Kupferfolie ersetzt. Die Koppelkapazität Ck betrug 10nF. Die Strommessung erfolgte im Erdzweig des Koppelkondensators. In dieser Anordnung wurden die Grundeigenschaften des Versuchskreises ermittelt.

Die Abhängigkeiten der Parameter von der Durchschlagspannung  $U$  sind im Bild 5 zusammengefasst. Bemerkenswert ist, dass der Scheitelwert des Stromes  $I_p$  bereits bei 94kV über 4,5kA liegt. Die Anstiegszeit  $T$  bleibt zwar konstant unter 200ns, doch dies bedeutet, dass die Steilheit des Stromimpulses  $di/dt$  mit Erhöhung der Durchschlagspannung ansteigt. Ein Ausdruck für die Energie des Stromimpulses ist das Integral des quadrierten Stromes, kurz Stromintegral. Das Stromintegral in  $A^2s$  steigt quadratisch mit der Durchschlagspannung. Im Bild 5 sind zusätzlich 2 typische Stromverläufe  $i(t)$  bei einer Durchschlagspannung von 33kV und 94kV angegeben.

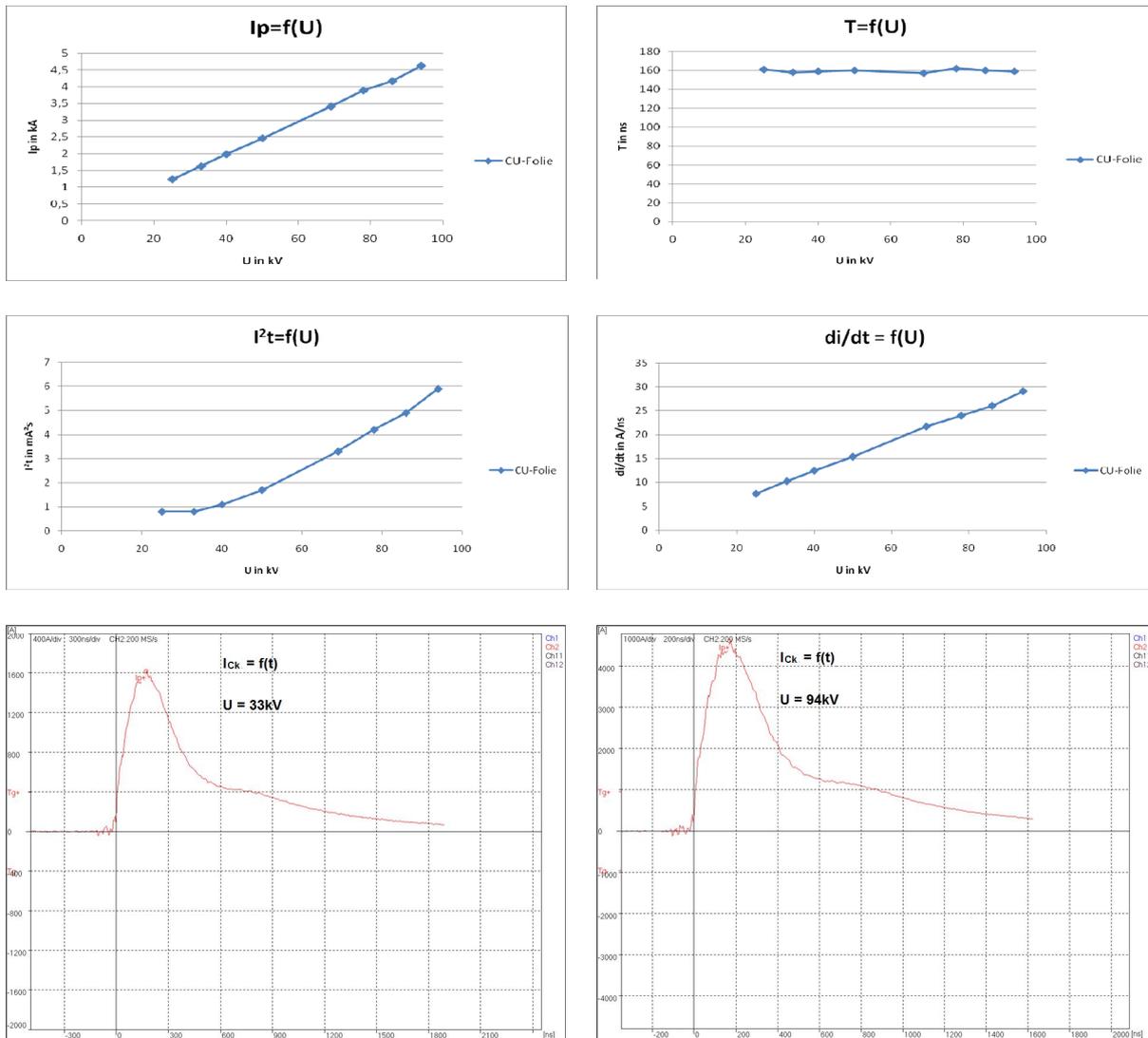


Bild 5. Grundeigenschaften des Versuchskreises

### 3.3 Einfluss verschiedener Messimpedanzen auf das Verhalten des Grundkreises

Als nächstes wurde untersucht, welchen Einfluss eine Messimpedanz im Strompfad des Koppelkondensators hat. Dazu wurden Messimpedanzen  $Z_m$  mit verschiedenen technischen Daten (Nennstrom, Kapazität des Unterspannungskondensators) von 3 namenhaften Herstellern, H1 bis H3, zusätzlich in den Strompfad des Koppelkondensators geschaltet. Anschließend wurde die Ermittlung der Parameter in Abhängigkeit von der Durchschlagspannung, wie unter 3.2, wiederholt.

Aus den Diagrammen in Bild 6 kann man im Vergleich zu Bild 5 erkennen, dass die verwendeten Messimpedanzen keinen Einfluss auf die Grundeigenschaften des Versuchskreises haben.

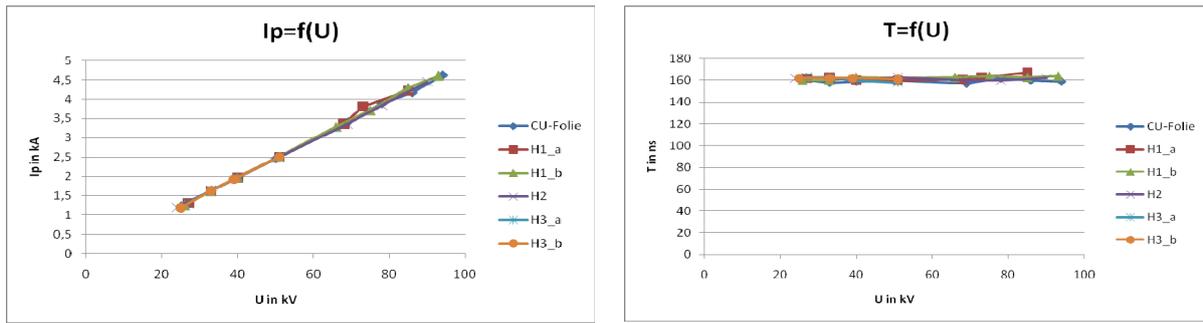


Bild 6. Eigenschaften des Versuchskreises mit Messimpedanzen

### 3.4 Untersuchung weiterer Einflussfaktoren auf die Eigenschaften des Versuchskreises

Wie zur Ermittlung der Grundeigenschaften bestand der Versuchskreis aus Hochspannungstransformator  $Tr$ , Hochspannungsfiler  $Z_n$ , Koppelkondensator  $C_k$  mit Shunt  $R$  zur Strommessung, Spannungsteiler  $Z_d$  sowie der Funkenstrecke  $GAP$ . Unter 3.3 wurde festgestellt, dass die Verwendung der Messimpedanzen keinen Einfluss auf die Grundeigenschaften des Versuchskreises hat. Da die Belastung für Messimpedanzen in diesem Versuchskreis, wie unter 3.3 gezeigt wurde, beträchtlich ist, wurde auf den Einsatz von Messimpedanzen  $Z_m$  während der folgenden Versuche **verzichtet**.

#### 3.4.1 Kapazität des Koppelkondensators $C_k$

Im Weiteren wurde der Einfluss der Größe des Koppelkondensators bei einer festen Durchschlagspannung von 32kV untersucht (Bild 7). Prüfobjekt  $Ca$  war nicht angeschlossen und Induktivität  $L_{ECa}$  wurde während dieser Versuche durch niederinduktive Kupferfolie ersetzt. Scheitelwert  $I_p$  und Anstiegszeit  $T$  des Stromes sowie das Stromintegral  $I^2t$  und die Steilheit des Stromes  $di/dt$  steigen mit Erhöhung der Kapazität des Koppelkondensators  $C_k$  mit unterschiedlicher Charakteristik an. Bei Bedarf müssten hier weitere Untersuchungen folgen. Möglicherweise ist bei kleineren Koppelkondensatoren noch ein Einfluss anderer Bauelemente im Kreis (insbesondere Kapazitäten) zu verzeichnen.

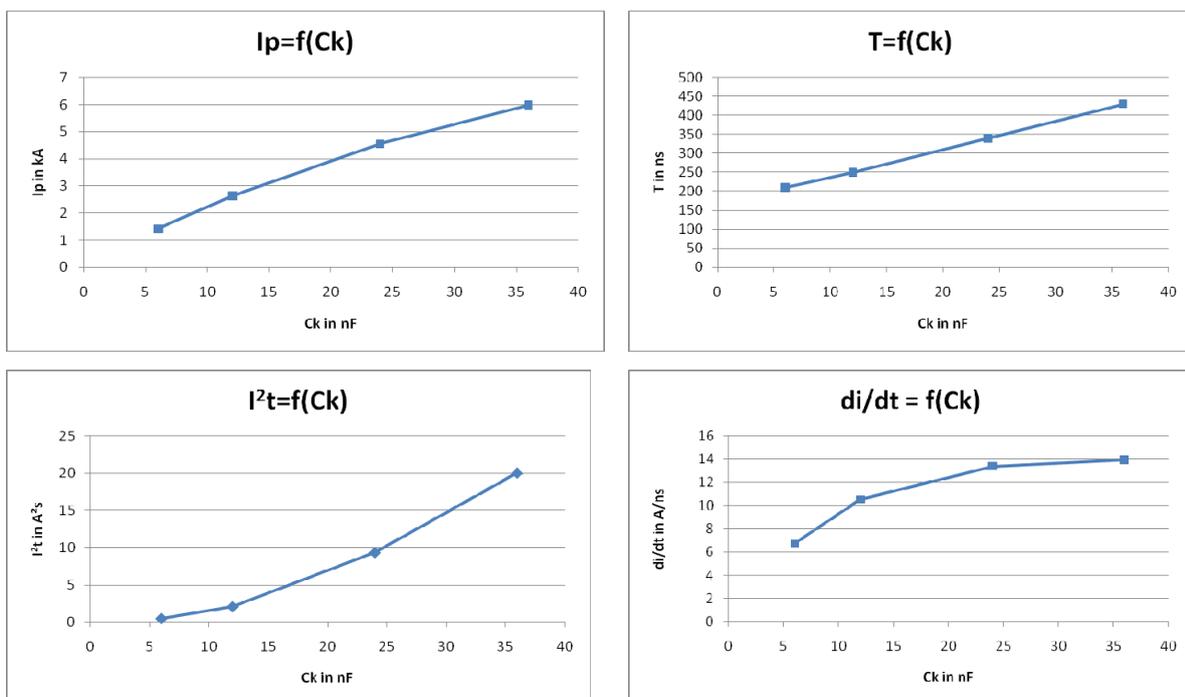


Bild 7. Einfluss der Größe des Koppelkondensators  $C_k$  auf den Versuchskreis

### 3.4.2 Kapazität des Prüfobjektes Ca

Bei den Untersuchungen zum Einfluss der Prüflingskapazität wurde ein Koppelkondensator von 10nF verwendet. Die Prüflingskapazität Ca wurde bei einer festen Durchschlagspannung von 32kV variiert. Die Ergebnisse sind in Bild 8 zusammengefasst.

Mit steigender Prüflingskapazität Ca nimmt der Scheitelwert des Stromes im Koppelkondensator ab und nähert sich einem konstanten Wert an. Die Steilheit des Stromes  $di/dt$  verringert sich zunächst und wird mit größer werdender Prüflingskapazität konstant. Die Anstiegszeit T und das Stromintegral  $I^2t$  bleiben annähernd konstant.

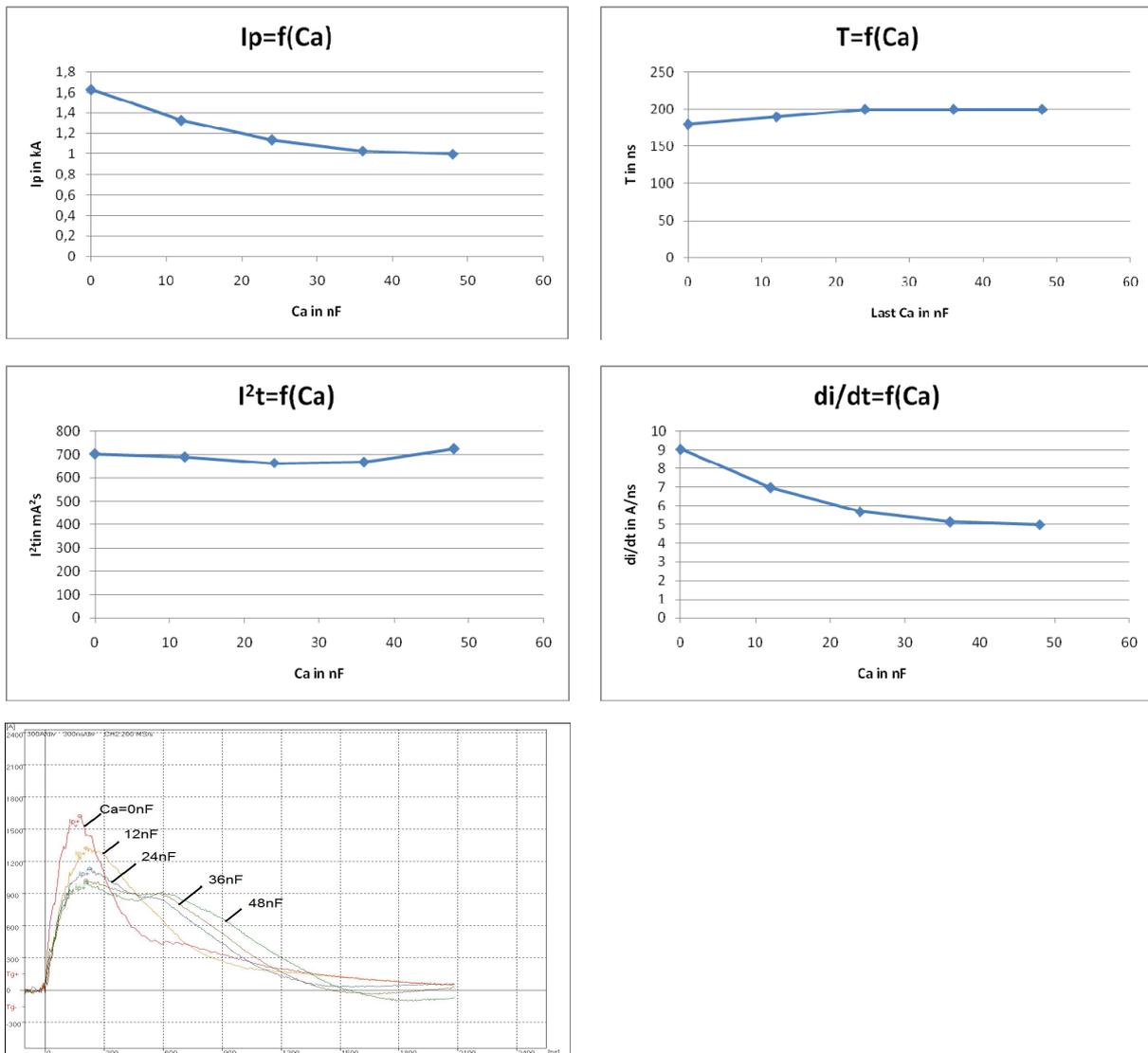


Bild 8. Einfluss der Größe der Kapazität des Prüfobjektes Ca auf den Versuchskreis

### 3.4.3 Impedanz in der Erdleitung zum Prüfobjekt $L_{ECa}$

Diese Untersuchungen dienten dazu, den Einfluss der Erdung auf den Versuchskreis zu simulieren. Die Kapazität des Prüflings  $C_a$  wurde auf 12nF und die des Koppelkondensators  $C_k$  auf 10nF festgelegt. In die Leitung zwischen Koppelkondensator  $C_k$  und Funkenstrecke GAP wurden zusätzliche Induktivitäten  $L_{ECa}$  installiert. Diese Induktivitäten entsprechen Erdungsverhältnissen bei ungünstigen Prüfaufbauten (lange Zuleitung zum Prüfobjekt) bzw. ausgedehnten Prüfobjekten. Die Ergebnisse in Bild 9 zeigen das Verhalten des Versuchskreises bei einer Durchschlagsspannung von 55kV.

Die Erhöhung der Impedanz  $L_{ECa}$  in der Erdleitung zum Prüfobjekt bewirkt gleichzeitig eine Erhöhung der Impedanz im Entladekreis des Koppelkondensators  $C_k$ . Die Anstiegszeit des Stromes  $T$  erhöht sich mit steigender Induktivität, der Scheitelwert  $I_p$  ändert sich unwesentlich. Das Stromintegral  $I^2t$  ändert sich kaum und die Steilheit des Stromes  $di/dt$  verringert sich im untersuchten Parameterbereich.

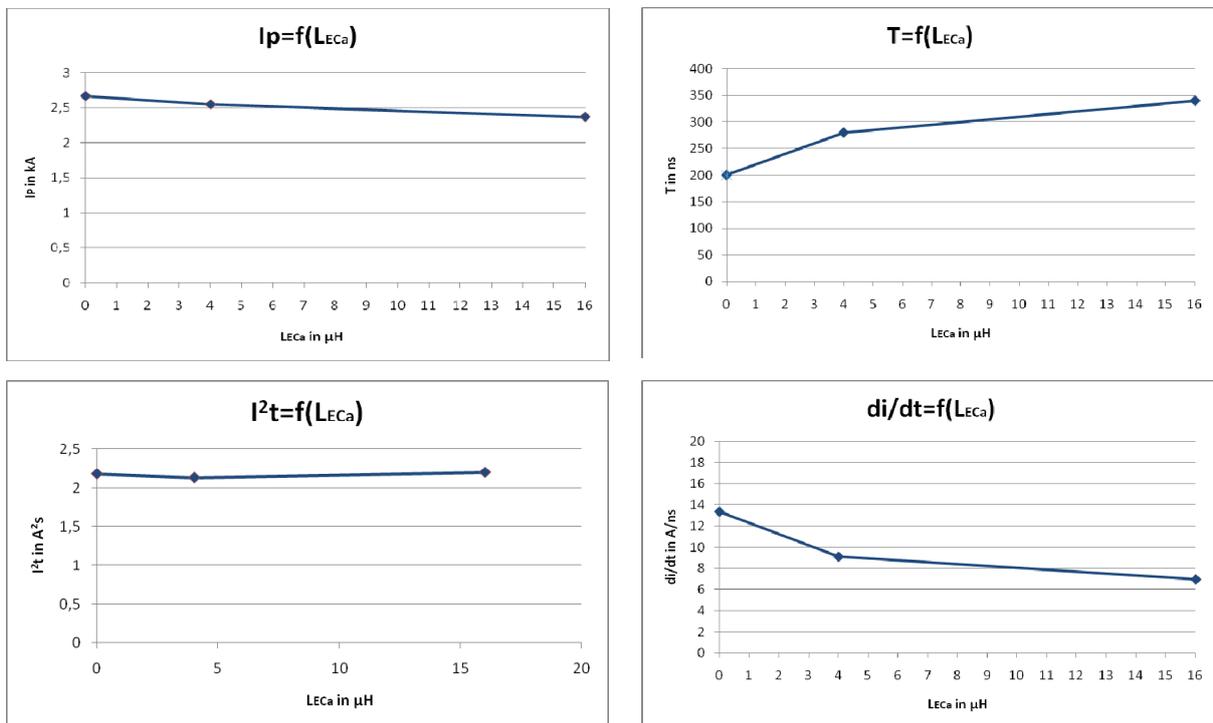


Bild 9. Einfluss einer Impedanz in der Erdleitung zum Prüfobjekt  $L_{ECa}$

## 4 AUSWERTUNG DER MESSUNGEN

Generell haben die Messungen gezeigt, dass ein sorgfältiger Aufbau unbedingt notwendig ist, um sinnvolle Ergebnisse zu erzielen. Jede geometrische Änderung im Messkreis führt sofort zu einer Änderung der Messgrößen. Bei einem definierten, unveränderten Messkreis lassen sich die erzielten Ergebnisse jedoch gut reproduzieren.

### 4.1 Einfluss der Messimpedanz auf das Verhalten des Versuchskreises

Es konnte in dem Bereich der Durchschlagsspannung zwischen 25kV und 95kV gezeigt werden, dass die Stromparameter Amplitude  $I_p$ , Anstiegszeit  $T$ , Steilheit  $di/dt$ , sowie das Stromintegral  $I^2t$  nahezu gleich waren, unabhängig davon, ob eine Messimpedanz in den Kreis geschaltet war oder nicht. Es kann davon ausgegangen werden, dass bei einem Durchschlag die Überspannungsschutzbeschaltung anspricht und die Messimpedanzen in diesem Zustand eine niederimpedante Verbindung darstellen.

Zur Verdeutlichung der Verhältnisse wird im Folgenden abgeschätzt, welche Überspannung an der Messimpedanz ohne Schutzbeschaltung auftreten würde. Eine Spannungsänderung  $di/dt$  von 10A/ns ist ein durchaus realistischer Wert. Dazu wird die Induktivität der Messimpedanz mit 10 $\mu$ H angenommen.

Mit  $U = L \frac{di}{dt}$  ergibt sich bei einem Durchschlag eine Spannung über der Messimpedanz von 100kV.

Wenn man die dynamische Beanspruchung von Messimpedanzen analysiert und daraus Schlussfolgerungen für deren Zuverlässigkeit ziehen möchte, muss man in jedem Fall den Überspannungsschutz in die Betrachtungen einbeziehen. Die für Wirksamkeit von Überspannungsschutzeinrichtungen wichtigen Größen sind Scheitelwert und Steilheit des Stromes sowie die zu absorbierende Energie. Darüber hinaus müssen die anderen Bauelemente der Messimpedanz der Beanspruchung durch Impulsströme standhalten. Hiervon betroffen sind Induktivitäten und Widerstände zur Auskopplung der Teilentladungssignale sowie Kondensatoren des Spannungsteilers für die Bereitstellung des Synchronsignals bzw. der Spannungsmessung. Im Folgenden werden die für den Überspannungsschutz entscheidenden Größen, Scheitelwert und Steilheit des Stromes sowie die zu absorbierende Energie, in Abhängigkeit der Kreiselemente, ausgewertet.

#### 4.2 Einfluss der Durchschlagspannung und verschiedener Kreiselemente auf das Verhalten des Messkreises

Das Ändern der Kreisparameter Kapazität des Koppelkondensator  $C_k$ , Kapazität des Prüfobjektes  $C_a$  und Induktivität in der Erdleitung zum Prüfling  $L_{ECa}$  sowie der Durchschlagspannung  $U$  führt zu Veränderung der Stromparameter Amplitude  $I_p$ , Anstiegszeit  $T$ , Steilheit  $di/dt$ , sowie des Stromintegrals  $I^2t$ . Die Trends der resultierenden Messgrößen in Abhängigkeit von der Erhöhung der jeweiligen Kreisparameter sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

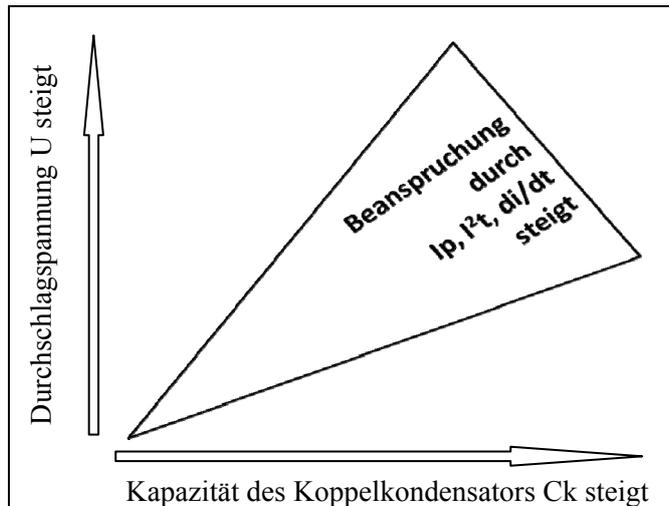
Erhöhung von	Trend $I_p$	Trend $T$	Trend $di/dt$	Trend $I^2t$	
$U$	↑	↔	↑	↑↑	↑↑ - starke Vergrößerung
$C_k$	↑	↑	↔	↑	↑ - Vergrößerung
$C_a$	↓	↔	↓	↔	↓ - Verkleinerung
$L_{ECa}$	↔	↑	↓	↔	↔ - gleichbleibend

Tabelle 1. Einfluss der Kreisparameter  $U$ ,  $C_k$ ,  $C_a$  und  $L_{ECa}$  auf die Messergebnisse

Nicht alle Trends entsprechen vollständig den theoretisch zu erwartenden Ergebnissen für ideale Bauelemente und einen idealen Versuchskreis (vgl. 2.3). Im praktischen Versuchsaufbau treten zusätzlich Streukapazitäten und Impedanzen auf. Auch war ein Einfluss auf die Geometrie des Versuchskreises durch die Reihen und Parallelschaltung von Kondensatoren unvermeidbar. Die Bewertung der Messergebnisse kann allerdings vereinfacht werden, wenn man nur die Fälle betrachtet, für die sich die Beanspruchung für die Messimpedanz verschärft.

Bereits unter 4.1 wurde festgestellt, dass für die Dimensionierung der Überspannungsschutzeinrichtungen Scheitelwert und Steilheit des Stromes sowie die zu absorbierende Energie von entscheidender Bedeutung sind. Nach Auswertung der Messergebnisse in Tabelle 1 ist besonders hervorzuheben, dass die Erhöhung der Kapazität des Prüfobjektes oder die Erhöhung der Impedanz in der Erdleitung zum Prüfobjekt eher zu einer Verminderung der kritischen Größen für den Überspannungsschutz führt. Daraus folgt, dass die Größe des Koppelkondensators und die Höhe der Prüfspannung die entscheidenden Parameter für die hier betrachtete Beanspruchung der

Messimpedanz sind. In Bild 10 werden die Trends der Beanspruchung für die Messimpedanz durch die Erhöhung der Kapazität des Koppelkondensators und der Durchschlagspannung verdeutlicht.



- $I_p$  Scheitelwert des Stromes
- $I^2t$  Stromintegral
- $di/dt$  Steilheit des Stromimpulses

Bild 10. Verschärfung der Beanspruchung für die Messimpedanz mit Erhöhung der Durchschlagspannung im Fehlerfall und der Kapazität des Koppelkondensators

Zweifelloos konnten bei den vorgenommenen Untersuchungen nicht alle auftretenden Belastungen für die Messimpedanzen ermittelt werden. In der Praxis hängt die Beanspruchung zusätzlich z.B. von dem Aufbau des Prüffeldes und den Erdungsverhältnissen ab. Eine zusätzliche Beanspruchung durch Erdanhebung und Ausgleichströme über Anschlussleitungen ist in den meisten Fällen nicht auszuschließen.

## 5 PRAKTISCHE ERFAHRUNGEN IM UMGANG MIT MESSIMPEDANZEN

Die unterschiedlichen Beanspruchungsgrößen wie die Stromparameter Amplitude  $I_p$ , Anstiegszeit  $T$ , Steilheit  $di/dt$ , sowie das Stromintegral  $I^2t$  können in der Praxis zu unterschiedlichen Fehlfunktionen an Messimpedanzen führen. Diese können sich sowohl auf den Teilentladungs- als auch auf den Spannungsmesskreis auswirken. Im Folgenden wird je ein Beispiel genannt.

Im Teilentladungsmesskreis ändert sich die Messempfindlichkeit bei teilweisem Versagen der Überspannungsschutzeinrichtungen. Damit sind ggf. eine Kalibrierung und schließlich auch eine Messung in dem notwendigen Ladungsbereich nicht mehr möglich.

Im Spannungsmesskreis können die Beanspruchungen dazu führen, dass sich das Teilverhältnis der Hochspannungsmessung, durch teilweisen Ausfall der Messkondensatoren in der Messimpedanz, schleichend und unbemerkt ändert und damit die genaue Messung der Hochspannung nicht mehr gewährleistet ist.

Die Hersteller von Messimpedanzen haben in den letzten Jahren offensichtlich einige Verbesserungen an der Teilentladungsmesstechnik, insbesondere auch an den Messimpedanzen, vorgenommen. Dies wird durch den Rückgang von Fehlfunktionen belegt. Dennoch führt der Ausfall einer Messimpedanz in vielen Fällen dazu, dass eine qualitätsgerechte Durchführung der Hochspannungsprüfung nicht mehr gewährleistet werden kann. Besonders kritisch ist dies, wenn die Messimpedanz gleichzeitig zur Teilentladungs- und zur Spannungsmessung verwendet wird.

Bei der Planung werden deshalb Konsequenzen für die Konzeption eines Hochspannungsprüffeldes abgeleitet. In einigen Fällen legen sich die Betreiber von Hochspannungsprüffeldern Redundanzen zur Teilentladungsmesstechnik, insbesondere der Messimpedanz, an. In vielen Fällen wird die

Verwendung eines zusätzlichen Spannungsteilers für die kalibrierte Hochspannungsmessung, unabhängig von dem Teilentladungsmesskreis, als Lösung angesehen.

Einige Benutzer versuchen die Beanspruchung für die Messimpedanz zu verringern, in dem sie Änderungen am Prüfaufbau vornehmen. Das bedeutet die Demontage bzw. das Kurzschließen der Messimpedanz, wenn die Teilentladungsmessung nicht erforderlich ist bzw. wenn mit einem Versagen des Prüfobjektes zu rechnen ist.

Andere Benutzer überwachen den Zustand der Messtechnik durch zusätzliche Kontrollmessungen. Sie führen z.B. regelmäßig Kontrollen der Messempfindlichkeit des Teilentladungsmesssystems in einer definierten Anordnung mit einem gültigen Kalibrator durch. Zusätzlich dazu werden regelmäßig Überprüfungen des Messkondensators in der Messimpedanz durch zusätzliche Performance Checks des Hochspannungsmesssystems durchgeführt.

Diese Maßnahmen bedeuten einen erhöhten Aufwand für die Prüffelder, müssen geplant und überwacht werden. Die Reduzierung der Aufwendungen für zusätzliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit der Messtechnik ist aus Sicht der Betreiber von Hochspannungsprüffeldern wünschenswert.

## 6 ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegenden Messergebnisse zeigen beispielgebend, welchen Beanspruchungen Messimpedanzen im Prüffeld tatsächlich ausgesetzt sind und welchen Einfluss die Bauelemente im Prüfkreis in dem untersuchten Parameterbereich haben. In der verwendeten Anordnung treten bereits bei kleinen Prüfspannungen (<100kV), im Fehlerfall des Prüfobjektes, Scheitelwerte für den Strom von mehreren Kiloampere auf, bei einer Steilheit des Stromimpulses von bis zu mehreren 10 Ampere pro Nanosekunde. Die gespeicherte Energie im Kreis der Messimpedanz kann einige 10 Joule betragen. Bemerkenswert ist die Tatsache, dass die Größe der angeschlossenen Last und die Impedanz in der Anschlussleitung zum Prüfobjekt nicht zu einer Verschärfung Beanspruchung für die Messimpedanz führen. Die Verhältnisse für die Messimpedanz im Fehlerfall eines Prüfobjektes lassen sich demzufolge mit einer verhältnismäßig einfachen Schaltung, bestehend aus Hochspannungstransformator, Koppelkondensator mit Messimpedanz und einer Funkenstrecke gut nachbilden.

Die Kurvenverläufe und Parameter belegen, dass sehr spezielle Beanspruchungen für die Messimpedanzen vorliegen. Diese Beanspruchungen werden bei herkömmlichen Prüfungen z.B. zur elektromagnetischen Verträglichkeit nicht berücksichtigt. Auch die Typprüfung von Teilentladungsmesssystemen [1] berücksichtigt diese Beanspruchungen nicht. Für die Messimpedanz existiert diesbezüglich keine definierte Prüfvorschrift, obwohl dieses Bauelement aufgrund seiner direkten Ankopplung an den Hochspannungskreis extrem beansprucht wird und entscheidend für die Zuverlässigkeit des Prüfsystems ist. Die Bedeutung der Messimpedanz wird insbesondere auch dadurch deutlich, dass eine Vielzahl von Anwendungen die Messimpedanz als Teil des kalibrierten Spannungsmesssystems benutzt.

Die Zuverlässigkeit der Messimpedanzen hat sich in den letzten Jahren deutlich verbessert. Offensichtlich sind die Erfahrungen aus der Praxis in das Design der Messimpedanzen eingeflossen. Andererseits verstärkt sich die Verwendung der Teilentladungsmesstechnik und der Messimpedanz als Bestandteil dieser, da nahezu jede Hochspannungsprüfung durch Teilentladungsmessung begleitet wird. Zudem geht der Trend hin zu höheren Übertragungsspannungen. Immer mehr Hersteller wagen sich in den Sektor für Betriebsmittel hoher und höchster Spannungen und benötigen dafür zuverlässige Ausrüstungen. Demzufolge sollte zukünftig über eine bestimmungsgerechte Prüfung der Messimpedanzen nachgedacht werden. Wie das vorliegende Dokument zeigt, ist eine übersichtliche Prüfanordnung denkbar, die die Belastungen für Messimpedanzen recht gut nachbildet und mit der die Prüfschärfe einstellbar ist.

**LITERATUR**

- [1] IEC 60270: High-voltage test techniques, partial discharge measurements, third edition (2000)
- [2] CIGRE WG D1.33: Guide for partial discharge measurements in compliance to IEC 60270 (2008)
- [3] Küchler, A. Hochspannungstechnik, Grundlagen-Technologie-Anwendungen, 3., neu bearbeitete Auflage, Springer Verlag Berlin Heidelberg 1997, 2004, 2009

## **FRA – Ein neuer Standard zur Wicklungsdiagnose**

**Maximilian Heindl**  
Universität Stuttgart  
heindl@ieh.uni-stuttgart.de  
Germany

**René Wimmer, Jochen Christian**  
Siemens AG  
rene\_martin.wimmer@siemens.com  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Hohe Ströme infolge von Kurzschlüssen verursachen hohe mechanische Kräfte in Transformatorwicklungen und können Verformungen und Verschiebungen der Wicklung hervorrufen. Wicklungsschäden führen nicht unbedingt zu einem sofortigen Ausfall eines Transformators, jedoch wird sein Ausfallrisiko durch eine Vorschädigung beträchtlich erhöht. Neben der Messung der Kurzschlussspannung als einzige bisher per Norm anerkannte Prüfmethode zur Detektion von Wicklungsschäden hat die Messung und der Vergleich der frequenzabhängigen Übertragungsfunktionen (Frequency Response Analysis, FRA) in zunehmendem Maße an Bedeutung gewonnen.

Auf Grund der Tatsache, dass kleine mechanische Wicklungsschäden keine erheblichen Veränderungen des Kurvenverlaufs der FRA ergeben, ist eine hohe Reproduzierbarkeit der Messergebnisse eine wichtige Voraussetzung für den erfolgreichen Einsatz der FRA als Diagnoseverfahren. Der Einfluss des Messaufbaus auf das Messergebnis ist unvermeidlich und betrifft die Zeit- und Frequenzbereichsmessung in gleichem Maße. Reproduzierbare Messungen können durch die Verwendung von geschirmten Leitungen und eines geeigneten Erdungskonzepts gewährleistet werden.

Weiterer Forschungsbedarf besteht bei der FRA hinsichtlich ihrer Interpretation. Bisher existieren nur wenige Ansätze zur objektiven Beurteilung von Frequenzgang-Messungen. Der Schlüssel zur objektiven Beurteilung einer Veränderung der Übertragungsfunktion wird darin gesehen, dass der Zusammenhang zwischen den physikalischen Effekten verursacht durch mechanische und elektrische Veränderungen an Wicklungen und dem Kurvenverlauf des Frequenzgangs hergestellt werden muss.

Zukünftig könnten FRA-Messungen dabei helfen, Hochfrequenz-Modelle von Großtransformatoren zu erstellen, die zur Simulation transienter Vorgänge in Hochspannungsnetzen eingesetzt werden können.

## 1 EINLEITUNG

Nach der derzeit gültigen Norm ist die Messung der relativen Kurzschlussspannung ( $U_K$ -Messung) die einzig anerkannte Methode, die zur Detektion von Wicklungsschäden herangezogen werden kann. In der Vergangenheit hat sich jedoch gezeigt, dass die  $U_K$ -Messung eine nur unzureichende Sensibilität gegenüber mechanischen Wicklungsverwerfungen besitzt, weshalb der Vergleich der frequenzabhängigen Übertragungsfunktionen (Frequency Response Analysis, FRA) in zunehmendem Maße an Bedeutung gewonnen hat.

Das elektrische Übertragungsverhalten eines Transformators wird durch ein komplexes Netzwerk bestehend aus dem ohmschen Widerstand, der Eigen- und der Selbstinduktivität der Wicklungen sowie den Kapazitäten zwischen Wicklungen, Kern und Kessel, bestimmt. Er kann als passives, kausales, zeitinvariantes und im interessierenden Wertebereich lineares System und daher bezüglich zweier massebezogener Klemmen als elektrischer Vierpol betrachtet werden. Abbildung 1 zeigt die Darstellung eines Transformators als Mehrtor-Netzwerk.

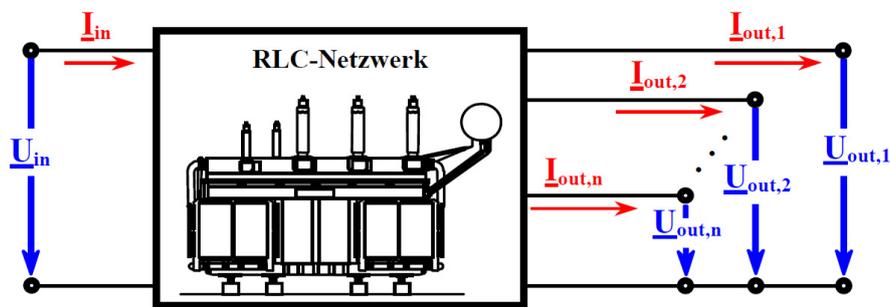


Abbildung 1: Leistungstransformator als Vielpol-Netzwerk

Die Zustandsbeurteilung der Wicklung erfolgt bei der FRA durch einen Vergleich mit einer Referenzkurve (meistens die Spannungsübertragungsfunktion  $\underline{U}_{out,i}(f)/\underline{U}_{out,in}(f)$ ), die idealerweise vor der ersten Inbetriebnahme des Transformators gemessen werden sollte. Auf Grund der Tatsache, dass kleine mechanische Wicklungsschäden keine erheblichen Veränderungen der Frequenzgangkurve ergeben, ist eine hohe Reproduzierbarkeit der Messergebnisse eine essentielle Voraussetzung für den erfolgreichen Einsatz der FRA als Diagnoseverfahren.

Dieser Beitrag gibt einen Überblick über messtechnische Verfahren und erläutert die Anforderungen an die Messtechnik, um reproduzierbar Messungen der Übertragungsfunktion zu gewährleisten. Im Weiteren werden Ansätze zur Interpretation von FRA-Messungen dargelegt.

## 2 MESSTECHNISCHE VERFAHREN UND ANFORDERUNGEN

Grundsätzlich existieren zwei verschiedene Messmethoden für die Ermittlung der Übertragungsfunktion:

1. Die Übertragungsfunktionsmessung im Frequenzbereich (Sweep FRA oder SFRA)
2. Die Übertragungsfunktionsmessung im Zeitbereich (Impulse FRA oder IFRA)

Bei der IFRA wird der Transformator mit einer breitbandigen Impulsspannung angeregt. Entsprechend der Impulsantwort des Transformators ist am Ausgang ein Antwortsignal zu messen. Beide Signale werden zeitsimultan mit einem Transientenrekorder erfasst und unter Verwendung der FFT (Fast Fourier Transformation) numerisch in den Frequenzbereich transformiert. Nach Fensterung der aufgenommenen Signale und die anschließende Quotientenbildung zwischen dem fouriertransformierten Ausgangs- und Eingangssignal wird die Übertragungsfunktion berechnet. Sowohl die Signalerfassung als auch die -verarbeitung bestehen aus mehreren Schritten und bieten dabei zahlreiche Variationen wie Auflösung der Analog-Digital-Wandler, verwendete Filter, Aufnahmedauer, Abtastrate, Fenster-

funktion etc. Dies hat einen maßgeblichen Einfluss auf das Ergebnis der FRA. Voraussetzung für reproduzierbare Messungen ist deshalb, dass alle Schritte zur Übertragungsfunktionsbestimmung gleich ausgeführt werden. Ein Nachteil der Zeitbereichsmessung ist, dass das Signal-Rausch-Verhältnis (Signal-to-noise ratio, SNR) mit ansteigender Frequenz sinkt. Dies ist natürlicherweise in der Signalform des Anregungsimpulses begründet, welche, betrachtet man seine Fouriertransformierte, mit zunehmender Frequenz monoton immer weniger Signalenergie enthält. Kompensiert werden kann die Rauschproblematik mit der Methode der arithmetischen Mittelung über viele einzelne Messergebnisse. Hierbei steigt jedoch die Komplexität und der Berechnungsaufwand und damit die Gefahr von Fehlerquellen weiter an.

In den letzten Jahren hat sich die SFRA deshalb immer weiter durchgesetzt. Bei diesem Verfahren wird die Übertragungsfunktion direkt im Frequenzbereich nach dem Prinzip eines Netzwerkanalysators gemessen (Abbildung 2). Die Anregung des Transformators mit einem sinusförmigen Signal ruft ein ebenfalls sinusförmiges Antwortsignal hervor. Die beiden Signale unterscheiden sich jedoch in Amplitudenhöhe und Phasenlage. Das Amplitudenverhältnis und die Phasenverschiebung zwischen Aus- und Eingangssignal ergeben den Wert der Betrags- und Phasenfunktion bei der entsprechenden Frequenz. Durch Anregung des Transformators mit einer Signalquelle variabler Frequenz kann die frequenzabhängige Übertragungsfunktion auf diese Weise nach Betrag und Phase ermittelt werden.

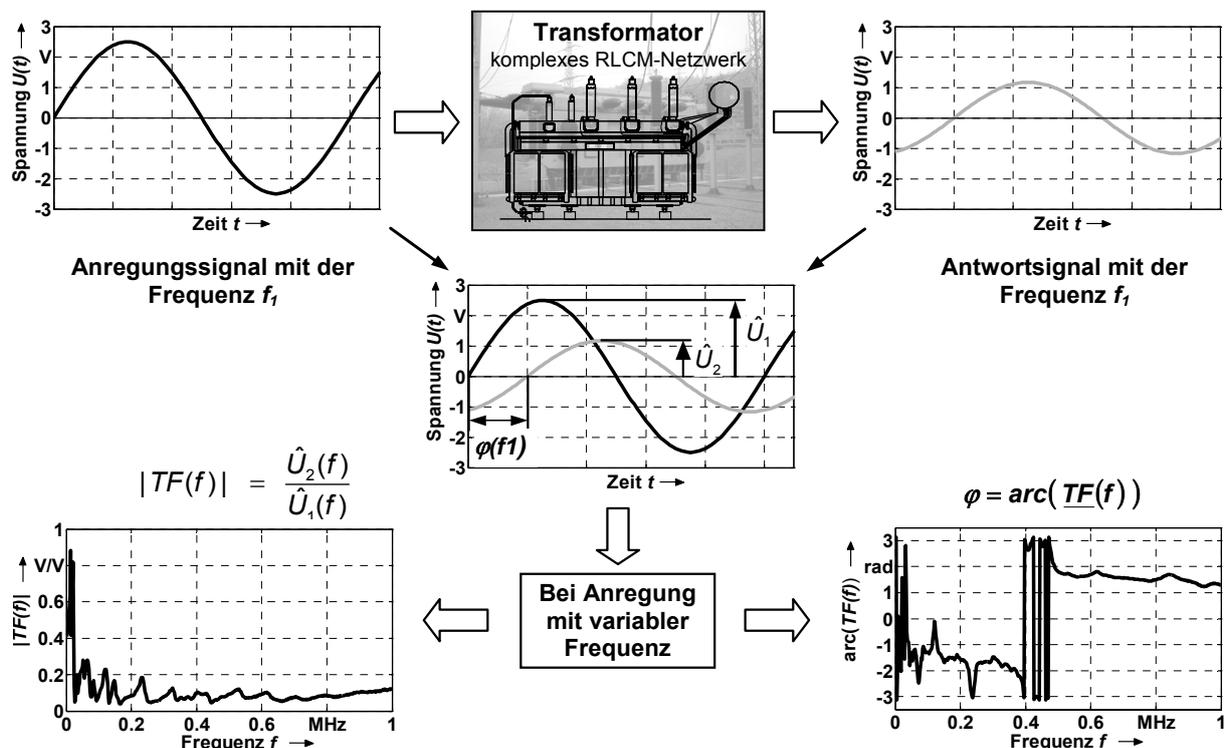


Abbildung 2: Prinzip der Übertragungsfunktionsbestimmung im Frequenzbereich

Die SFRA hat gegenüber der IFRA den Vorteil, dass die Anregung mit einer konstanten Amplitude über einen einstellbaren Frequenzbereich erfolgt. Damit erfolgt die Anregung über den betrachteten Frequenzbereich mit einem konstanten SNR und demzufolge nimmt die Genauigkeit der Signale mit zunehmender Frequenz nicht ab. Die Fehler, die bei der SFRA gemacht werden können, sind aufgrund der direkten Ermittlung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich vergleichsweise gering. Freiheitsgrade bei der Messung sind im Wesentlichen die Anzahl von Frequenzpunkten im interessierenden Frequenzbereich, deren Verteilung (logarithmisch oder linear) sowie die gewählte Empfängerbandbreite des Messgeräts. Der Einfluss dieser Messparameter auf das Ergebnis der SFRA ist jedoch

weit geringer als bei der IFRA. Konkrete Empfehlungen aus Sicht des praktischen Anwenders für Anforderungen an die Messgeräte, die die Übertragungsfunktion im Frequenzbereich betimmen, sind:

- Einstellbarer Frequenzbereich  $< 50 \text{ Hz} \dots \geq 2 \text{ MHz}$
- Dynamikbereich  $\leq -80 \text{ dB} \dots < 10 \text{ dB}$
- $\geq 1600$  Frequenzpunkte im zu vermessenden Frequenzbereich
- Einstellbare Verteilung der Messpunkte
- Dynamische Empfängerbandbreite  $\leq 30 \text{ Hz} \dots \geq 300 \text{ Hz}$
- Feste Terminierung der Messleitungen im Messgerät ( $50\Omega$ -System)

Diese empfohlenen Werte sind nicht als harte Grenzwerte zu verstehen, geben jedoch eine Orientierung bezüglich der notwendigen Eigenschaften eines Messsystems. Beispielsweise wird ein Auflösungsvermögen von nur 800 logarithmisch verteilten Frequenzpunkten für einen Messbereich von 20 Hz bis 2 MHz als nicht ausreichend betrachtet. Die empfohlenen Anforderungen werden heute bereits von den meisten am Markt befindlichen Messgeräten erfüllt.

### 3 MESSKONZEPT FÜR REPRODUZIERBARE FRA-MESSUNGEN

Gemäß der Theorie darf sich das Übertragungsverhalten (und damit der Kurvenverlauf des Betrags- und Phasenfrequenzgangs) des Transformators nur dann ändern, wenn sich sein elektrisches Netzwerk aufgrund eines Schadens an der Leitungsführung, Wicklung, am Kern oder am Stufenschalter ändert. Bei der Bestimmung der Übertragungsfunktion wird allerdings das gesamte elektrisch wirksame Netzwerk ab dem Signalaufzeichnungsgerät erfasst. Somit wird nicht nur das Frequenzverhalten des Transformators, sondern auch das Frequenzverhalten des Messaufbaus erfasst [1]. Deshalb sind die vom Messaufbau hervorgerufenen Einflüsse gering und vor allem konstant zu halten. Hierbei werden speziell an Anschlusstechnik, Leitungen und Erdungskonzept bestimmte Anforderungen gestellt, um eine hohe Reproduzierbarkeit der Frequenzgangmessung zu gewährleisten. Die Störempfindlichkeit und die Beeinflussung des Messergebnisses durch den Messaufbau hängt stark vom verwendeten Erdungskonzept ab. Frühere Untersuchungen haben gezeigt, dass die Frequenzgangmessungen nur dann von der geometrischen Anordnung der Leitung unabhängig werden, wenn die Schirme der Koaxialleitung am Prüfobjekt geerdet werden [2]. Abbildung 3 zeigt schematisch das für Messungen empfohlene Erdungskonzept. Die transformatorseitige Kontaktierung der Kabelschirme geschieht durch Erdungsbänder. Aufgrund der Feldverhältnisse in einem Umspannwerk sowie zum Schutz des Messgerätes sollte auf die zusätzliche Erdung am Messgerät nicht verzichtet und die Leitungsschirme daher beidseitig geerdet werden [2].

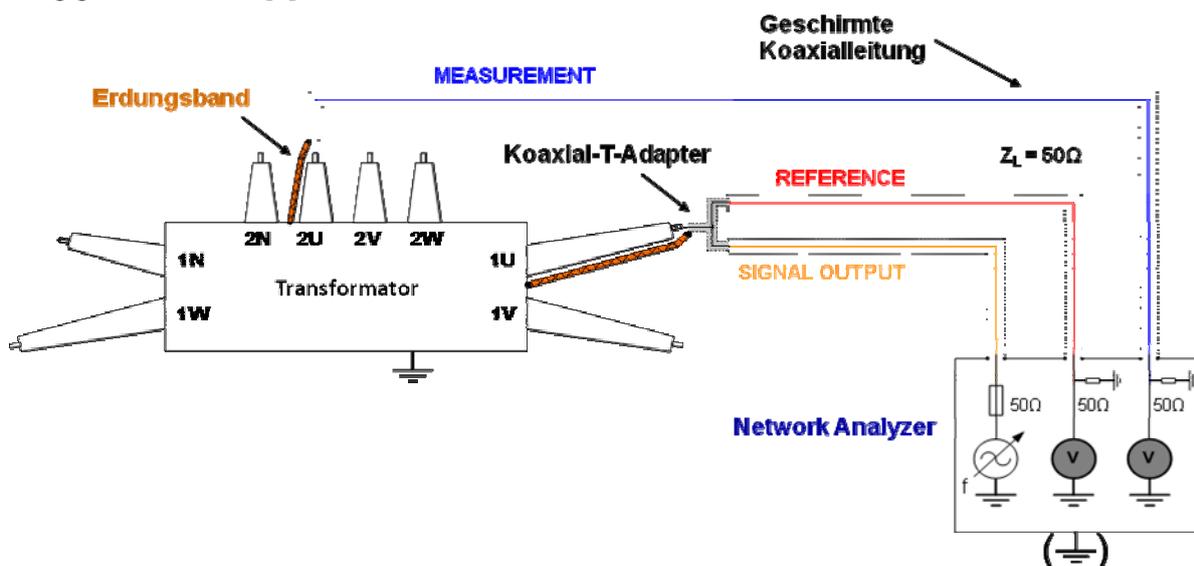


Abbildung 3: Empfohlenes Erdungskonzept, Erdung der Kabelschirme (optional beidseitig). Bei der transformatorseitigen Schirmerdung kommen Erdungsbänder zum Einsatz.

Der kritischste Punkt bei diesem Konzept ist die transformatorseitige Schirm-Erdung der Messleitungen. Die Distanz zwischen Transformator клемme und Transformator kessel, die je nach Länge der Hochspannungsdurchführung mehrere Meter betragen kann, ist für den bei der Messung relevanten Frequenzbereich bis 2 MHz möglichst niederohmig auszuführen. Insbesondere der Skin-Effekt führt dazu, dass der Widerstand und die Induktivität der Erdungsleitung mit zunehmender Frequenz größer werden. Um den entgegenzuwirken sollten möglichst Erdungsleitungen mit großer Oberfläche eingesetzt werden. Diese Forderung werden bei der Verwendung breiter Erdungsbänder aus Kupfer- oder Aluminium-Geflecht erfüllt. Abbildung 4 zeigt zwei Beispiele für die transformatorseitige Anschluss-technik.

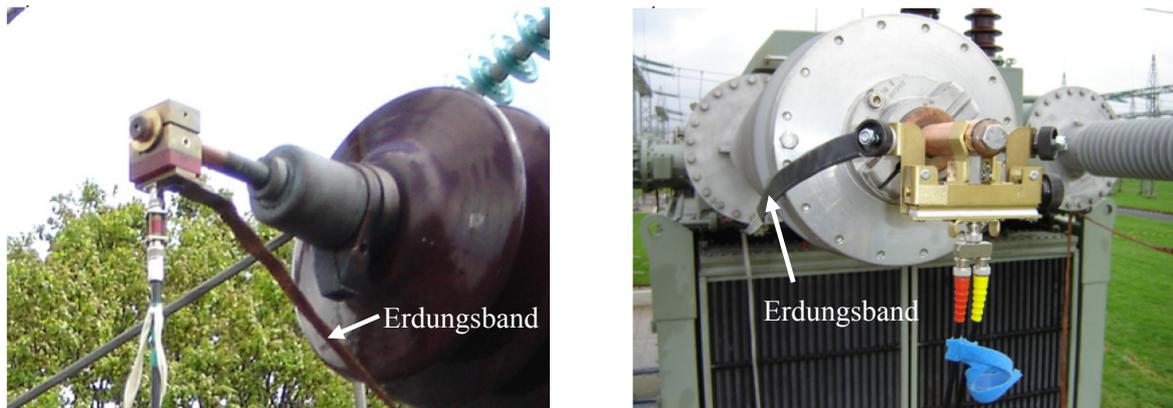


Abbildung 4: Anschluss-technik an Transformator клемmen;  
 Links: Schraubbarer, massiver Messingadapter;  
 Rechts: BNC-Klemmen-Adapter mit einstellbarer Bolzenumklammerung

Eine Empfehlung zur Führung der Erdungsverbindung vom Transformator-Kessel zur Anschluss- клемme zeigt Abbildung 5. Um Störeinkopplungen in den Messkreis zu minimieren und die Reproduzierbarkeit einer Messung zu gewährleisten, sollten Erdungsbänder straff in möglichst geringem Abstand entlang der Durchführung geführt werden. Damit wird der Flächeninhalt  $A$  minimiert, welcher proportional zur Empfindlichkeit gegenüber induktiv in den Messkreis einkoppelnden Störern ist [4],[5].

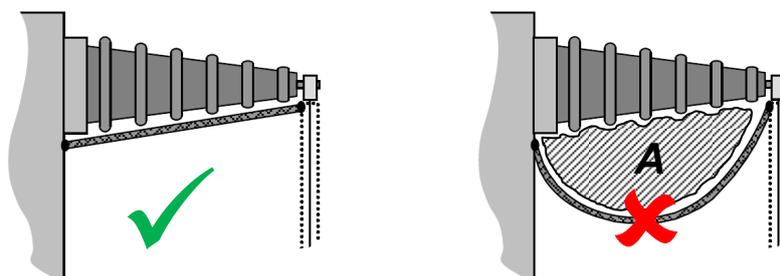


Abbildung 5: Führung der Erdungsbänder entlang von Durchführungen  
 Links: Empfohlene Vorgehensweise  
 Rechts: Zu vermeidende Vorgehensweise; Flächeninhalt  $A$  als Maß für die lokale Störempfindlichkeit des Messkreises

Die Auswirkungen unterschiedlicher Erdungsbandführungen auf die Reproduzierbarkeit wurden auf experimentellem Weg untersucht. Abbildung 6 zeigt beispielhaft die Veränderung der Übertragungsfunktion durch unterschiedliche Erdungsbandführungen. Erkennbar ist, dass sich die Empfindlichkeit der Übertragungsfunktion gegenüber der Anschlussstechnik im Frequenzbereich oberhalb 500 kHz auswirkt. Leitungsinduktivitäten und -kapazitäten der Messkabel führen zusammen mit der Transformatorimpedanz zu einer Verschiebung der Resonanzüberhöhung.

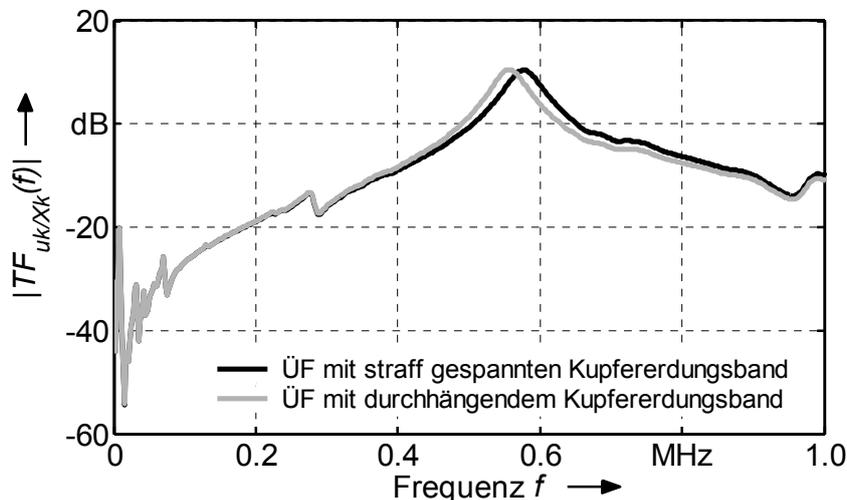


Abbildung 6: Einfluss der Erdungsbandführung auf die Spannungsübertragungsfunktion

Dieses Beispiel verdeutlicht anschaulich, dass die Beeinflussung des Messergebnisses durch den Messkreis selbst unvermeidlich ist und deshalb bei allen Wiederholungsmessungen konstant gehalten werden muss. Eine schlechte Reproduzierbarkeit bedingt durch die Messtechnik schadet der Glaubwürdigkeit der FRA als Diagnosemethode selbst, da Fehlinterpretationen möglich sind.

Der Einfluss der Kabellänge spielt bei Verwendung von Abschlusswiderständen entsprechend dem Wellenwiderstand der Messkabel (Empfehlung  $Z_L = 50 \text{ Ohm}$ ) eine vernachlässigbare Rolle, siehe Abbildung 7.

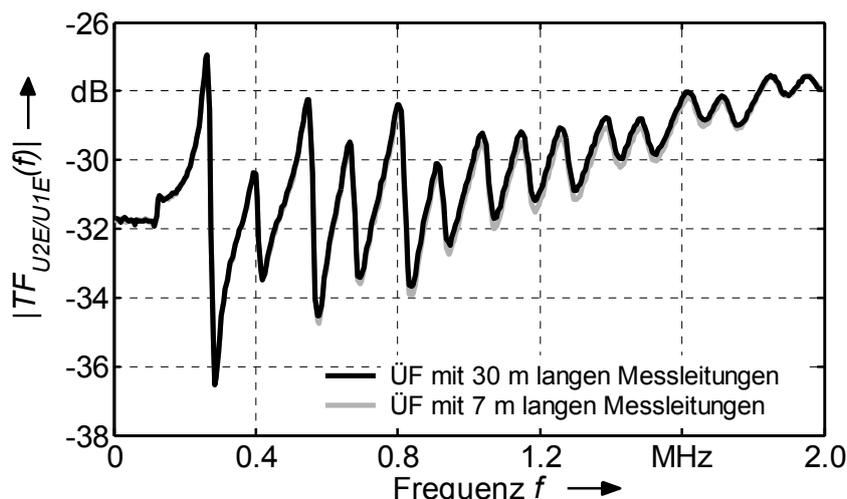


Abbildung 7: Einfluss der Kabellänge auf die Spannungs-Übertragungsfunktion bei angepasster Eingangsbeschaltung des Messgeräts (50 Ohm)

Unterschiede zwischen den Kurven bilden sich erst im Frequenzbereich oberhalb 800 kHz aus und sind selbst dort vergleichsweise gering.

## 4 INTERPRETATION VON FRA-MESSUNGEN

### 4.1 Frequenzganganalyse

Nach wie vor gibt es einigen Nachholbedarf bei der Interpretation von Abweichungen zwischen Übertragungsfunktionen. Ein visueller Vergleich der Kurven des Betragsfrequenzgangs  $|TF(f)|$  durch Experten ist bisher Stand der Technik. Algorithmen zur automatisierten Interpretation sind nur in Ansätzen vorhanden [3]. Deren Anwendung in Verbindung mit gemessenen Daten aus der Praxis wirft jedoch Unzulänglichkeiten auf, womit bestätigt wird, dass die Interpretation durch Experten bisher noch nicht ersetzbar ist. Diese Einschätzung wurde abschließend durch die Cigré Working Group A2.26 bestätigt. In Ihrem abschließenden Bericht stellt die Working group weiter fest, dass zusätzlicher Bedarf an Forschung notwendig ist, bevor Empfehlungen für ein standardisiertes, objektives Vorgehen bei der Interpretation möglich sein wird [4].

Die Herausforderung an zukünftige Bewertungslogiken ist, die für Fehler charakteristischen Veränderungen der Frequenzgänge zu erfassen. In engeren Frequenzgrenzen gefasste Dämpfungsunterschiede, Verschiebungen von Resonanzen, Entstehen zusätzlicher Resonanzen oder deren Verschwinden in Bezug auf die Referenzkurve sind klare Anzeichen für elektrische oder mechanische Veränderungen am Aktivteil eines Transformators. Zukünftiges Ziel ist es, bestimmte Fehlertypen (Deformationen an Wicklungen, Kernschäden, Schäden an Ausleitungen) aufgrund charakteristischer Veränderungen von Transferfunktionen tatsächlich zu erkennen. Grundsätzlich existieren hierfür mehrere Möglichkeiten. Hierbei sind Methoden zu nennen, die eine Bewertung aufgrund der reinen Unterschiede zwischen einer Test- und einer Referenzkurve durchführen. Weitgehend unberücksichtigt bleibt hier die Art der Übertragungsfunktion sowie die dem Kurvenverlauf zugrundeliegenden physikalischen Gegebenheiten (Geometrie und elektrische Eigenschaften). Ein Beispiel für einen solchen Algorithmus ist der in der VR China eingesetzte Algorithmus nach Standard DL/T 911-2004 [5], welcher den Betragsfrequenzgang in drei Frequenzbereiche unterteilt und innerhalb jedes Abschnitts den Korrelationsfaktor zwischen Referenz- und Testkurve berechnet. Der Korrelationsfaktor ist eine integrale Maßzahl für die Ähnlichkeit zweier Kurven. Schwellenwerte entscheiden über die Beurteilung, ob ein Fehlerfall vorliegt oder nicht.

Ein weiterentwickelter Ansatz, der die Kurvenauswertung in Zusammenhang mit den physikalisch zugrundeliegenden Eigenschaften stellt, wird in Abbildung 8 gezeigt. Dargestellt ist ein typischer Kurvenverlauf des Betragsfrequenzgangs  $|U_2/U_1|$ , bei der am jeweiligen Ende einer OS-Wicklung das Antwortsignal gemessen wird. Der Frequenzgang ist an charakteristischen Frequenzstellen in mehrere Frequenzbänder unterteilt. Hierbei ist zu beachten, dass die dargestellten Bereichsgrenzen nicht als starr vorgegeben zu betrachten sind, sondern sie können je nach Transformator variieren.

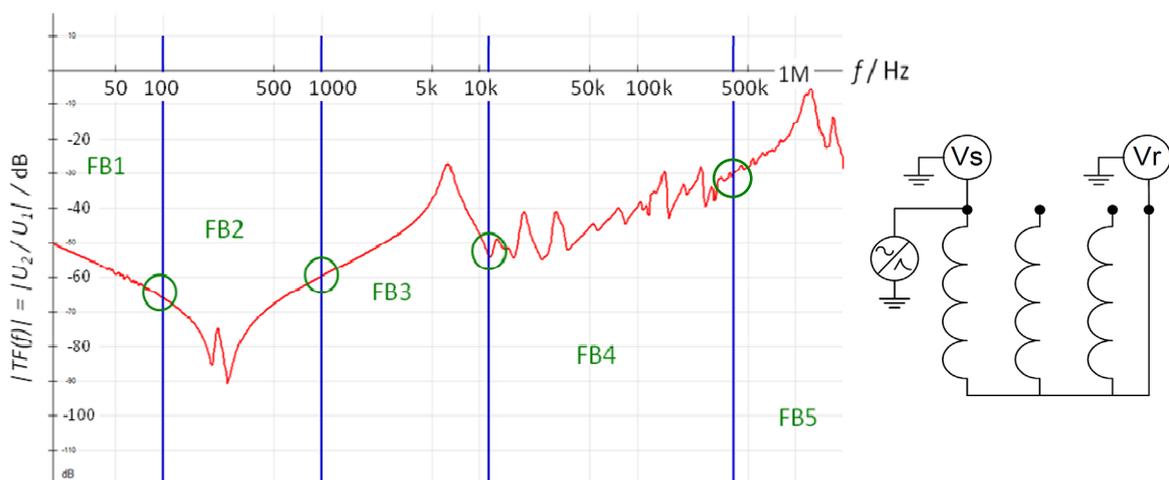


Abbildung 8: Typischer Verlauf der betragsmäßigen Spannungsübertragungsfunktion eines Großtransformators (OS-Wicklung in Sternschaltung) mit charakteristischen Frequenzbändern

In Abbildung 8 repräsentiert der Frequenzbereich FB1 das induktive Verhalten, welches durch die Hauptfeldinduktivität hervorgerufen wird, während die Resonanzen in den Bereichen FB2 und FB3 das Frequenzverhalten der Schwingkreise aus Streuinduktivität und Serien- bzw. Erdkapazität der Wicklungen widerspiegeln [7]. Die gegenseitige Kopplung einzelner Windungen sowie gesamter Wicklungsröhren wird in dem Frequenzbereich FB4 beschrieben. In FB5 werden sowohl die Kopplungen von FB4 als auch das Frequenzverhalten der Ausleitung und Messkabel dargestellt. Mit zunehmender Frequenz wirkt sich dabei der Frequenzgang der Ausleitung und des Messaufbaus immer stärker auf die Übertragungsfunktion des Gesamtsystems aus. Damit ist klar, dass die Auswirkungen des Kerns sich ausschließlich im Frequenzbereich unterhalb 10 kHz wieder finden lassen. So können unterschiedliche Magnetisierungszustände zu Veränderungen des Frequenzgangs in diesem Bereich führen. Allerdings ändert sich bei unterschiedlichen Magnetisierungszuständen nicht die grundsätzliche Kurvenform. Im Falle von Kernschäden ergeben sich gravierende Abweichungen in der Kurvenform und diese sind somit detektierbar [4]. Dies muss bei der Auswertung berücksichtigt werden.

Erkenntnisse über die Empfindlichkeit der Spannungsübertragungsfunktion gegenüber bestimmten Wicklungsdeformationsarten im Frequenzbereich  $> 10 \text{ kHz} \dots \approx 1 \text{ MHz}$  sind hauptsächlich durch einzelne experimentelle Untersuchungen oder Simulationen gewonnen worden. Inwieweit jedoch verschiedene Fehlerarten (Radiale Deformation, Tilting, Spiralling etc.) anhand der von ihnen verursachten Veränderungen im Frequenzgang unterscheidbar sind, ist Gegenstand der Forschung.

#### 4.2 Weitergehende Anwendungsmöglichkeiten

Eine Anwendungsmöglichkeit, die über die Fehlerdetektion durch die FRA hinausgeht, soll durch die folgende Abbildung 9 verdeutlicht werden. Die durch die Messung der Übertragungsfunktion gewonnenen Daten können auf einfache Art und Weise dazu genutzt werden, die erdbezogene Impedanz des Transformators durch eine äquivalente elektrische Ersatzschaltung zu bestimmen.

Durch das „Vector Fitting“ genannte Verfahren [7] kann eine gemessene, numerisch vorliegende Übertragungsfunktion in ein analytisches Modell überführt werden [8]. Die Beschreibung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich geschieht durch eine gebrochen-rationale Funktion. Im Ergebnis ist die Information der Resonanzcharakteristik der Transferfunktion mathematisch formuliert. Durch Aufspaltung der analytischen Funktion kann ein elektrisches lineares Netzwerk synthetisiert werden, welches in seinem elektrischen Verhalten identisch mit dem gemessenen Transformator ist.

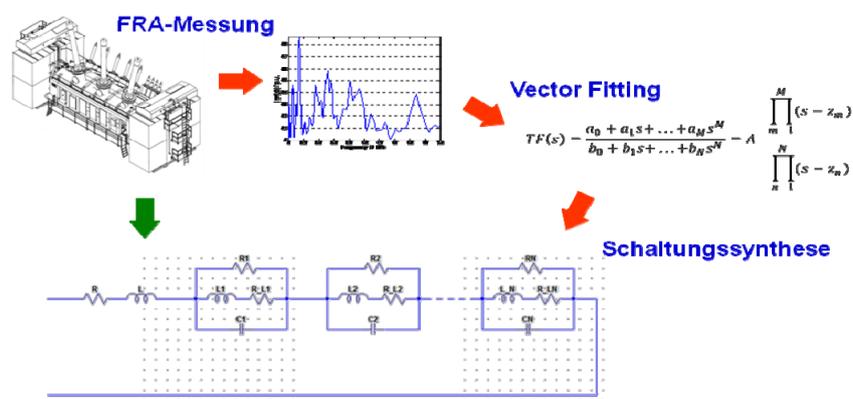


Abbildung 9: Synthese eines elektrischen Äquivalenzmodells eines Transformators

Die Anwendungen dieser Methode liegen in der Simulation von transienten Ausgleichsvorgängen in Hochspannungsnetzen und können beispielsweise bei der Berechnung von Netzerweiterungen hilfreich sein.

### 5 ZUSAMMENFASSUNG

Die FRA ist dabei, sich als Diagnoseverfahren für Wicklungsverwerfungen zu etablieren. Dadurch, dass dieses Diagnoseverfahren keine absolute Messmethode ist und immer mit einer Referenzmessung verglichen werden muss, ist die Reproduzierbarkeit der Messergebnisse eine wichtige Voraussetzung. Diese Reproduzierbarkeit ist aber nur dann möglich, wenn der Messaufbau und die Messprozedur standardisiert sind. Die in diesem Beitrag vorgestellten Empfehlungen bezüglich des Messaufbaus finden sich in weiten Teilen in dem von der Cigré Working Group A2.26 verfassten abschließenden Report wieder [4]. Aufgrund ihrer gegenüber der Zeitbereichsmessung reduzierten Komplexität ist der Frequenzgangmessung im Frequenzbereich (SFRA) der Vorzug zu geben. Die beschriebenen Mindestanforderungen an Messgeräte sind Empfehlungen und werden schon heute von den meisten Herstellern weitestgehend erfüllt.

Nachholbedarf besteht bei der FRA als Diagnosemethode weiterhin auf dem Gebiet der Interpretation von Messergebnissen. Bisher fehlen objektive Kriterien zur Beurteilung. Der Schlüssel zu einer objektiven Beurteilung einer Veränderung der Übertragungsfunktion wird darin gesehen, dass der Zusammenhang zwischen den physikalischen Effekten verursacht durch mechanische und elektrische Veränderungen an Wicklungen und dem Kurvenverlauf des Frequenzgangs eines Transformators hergestellt werden muss. Weitergehende Forschungsarbeiten werden zeigen, ob durch unterschiedliche Fehlerarten hervorgerufenen Veränderungen des Frequenzgangs aus systemtheoretischer Sicht eine eindeutige Eingrenzung des jeweiligen Fehlers zulassen.

Die skizzierte Methode zur Synthese eines elektrischen Äquivalenz-Netzwerks stellt eine weitergehende Verwendungsmöglichkeit der FRA dar, die zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen könnte. Anwendungen werden bei Simulation transienter Vorgänge in Hochspannungsnetzen gesehen.

## LITERATUR

- [1] E. Hanique: "A Transfer Function is a Reliable Tool for Comparison of Full and Chopped Lightning Impulse Tests", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 3, Jul. 1994, pp. 1261-1266
- [2] J. Christian: "Erkennung mechanischer Wicklungsschäden in Transformatoren mit der Übertragungsfunktion", Dissertation, Universität Stuttgart, Shaker Verlag 2002, ISBN 3-8322-0480-6
- [3] R. Wimmer, S. Tenbohlen, M. Heindl, A. Kraetge, et al: "Development of Algorithms to Assess the FRA", 15th Int. Symp. on High Voltage Engineering (ISH), Ljubljana, 2007, Paper T7-523
- [4] Picher, P.; Lapworth, J.; Noonan, T.; Christian, J. et al: "Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings using Frequency Response Analysis", Cigre Report 342, 2008, ISBN 978-2-85873-030-8
- [5] R. Wimmer, M. Krüger: "Erhöhung der Reproduzierbarkeit von FRA-Messungen durch Standardisierung", Stuttgarter Hochspannungssymposium 2006, pp.45-66, Stuttgart 2006, ISBN 3-00-018361-2
- [6] The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China: "Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers", Std. DL/T911-2004, ICS27.100, F24, Document No. 15182-2005, June 1st, 2005
- [7] Juan L. Velásquez, Miguel A. Sanz-Bobib et al: "Knowledge Bases for the Interpretation of the Frequency Response Analysis of Power Transformers", Congreso Internacional en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico, ALTAE 2009, Medellín, Colombia. 23-27 Noviembre 2009
- [8] B. Gustavsen and A. Semlyen, "Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 14, no. 3, pp. 1052-1061, July 1999
- [9] M. Heindl, S. Tenbohlen et al: "Algorithmische Bestimmung der Pol-Nullstellen-Darstellung von Transferfunktionen bei Leistungstransformatoren zur Bewertung von FRA-Messungen", ETG-Fachbericht 119, Paper Nr. 4.29

## **Novel application of vacuum technology in medium voltage**

**G. Salge**

ABB AG Mittelspannungsprodukte  
gerhard.salge@de.abb.com  
**Germany**

**D. Gentsch**

ABB AG Mittelspannungsprodukte  
dietmar.gentsch@de.abb.com  
**Germany**

**A. Brandt**

ABB AG Mittelspannungsprodukte  
andreas.brandt@de.abb.com  
**Germany**

### **ABSTRACT**

Based on more than 30 years of experience a new application of vacuum technology is being introduced for use in the medium voltage range [1].

This paper presents the design principle and the performance of the Ultra Fast Earthing Switch (UFES) based on a vacuum insulation device as conceived by ABB Ltd.

The UFES design consists of two main sections: The vacuum device, and the corresponding drive section to close the vacuum device. The vacuum device is divided into two separate ultra high vacuum zones, in order to create a double gap between both contacts (redundant vacuum zones to enhance the dielectric performance significantly). The two vacuum zones are separated by applying a closed membrane between both contacts. In case of operation a plug will break through the membrane to close the self locking contact system within less than 2ms. The UFES system was developed for medium voltage applications up to 40.5kV and for short circuit currents up to 63kA. Both ratings are tested based on the standard IEC 62271-102 at the KEMA laboratory. Furthermore, the short-circuit rating can be extended in the short-time-current (STC) of up to 3s. The design, test results, and the application in commercial solutions are being presented.

## 1 INTRODUCTION

Electrical switchgear for medium voltage application up to 40.5kV will be and has been installed for more than 30 years in the network. Standard switchgears made by ABB are designed as internal arc-proof solutions. In line with Standard IEC 62271-200, internal arc tests are not mandatory but are a basic requirement for users who are aware of personnel safety needs.

The ABB product portfolio contains several reliable protection systems, some of which will be able to interrupt the short circuit current in less than 50ms to extinguish the internal arc. It only takes a few milliseconds to develop an internal arc, but the energy which is fed into the switchgear will cause damage to the equipment and depending on the total time can even be a risk to people.

This paper presents an innovative combination of the ABB vacuum interrupter technology [2], drive mechanism, the pole part technology and the Is-limiter electronic to protect the equipment by extinguishing an internal arc within less than 5ms. The design principle and the performance of the Ultra Fast Earthing Switch (UFES) based on a vacuum insulation device as conceived by ABB Ltd are described.

The reliable detection of current and light in connection with the extreme short operation time leads to an immediate mitigation of the internal arc by earthing all phases. This minimizes thermal and mechanical stress and consequently damage to the protected equipment.

### **The following requirements have to be fulfilled:**

- **In Service** position the rated voltage for installation time. Rated short-duration power frequency and lightning impulse voltage for testing.
- **Detection** of an internal arc within a time of 2 ms (sensoric current and/or light, electronic, primary element).
- **Closing** of UFES and extinguishing of an internal arc within further time of 2 ms by commutating the current to earth.

### **Applications and advantage by installation of an UFES system:**

- Avoidance of any thermal damage.
- Drastically reduced pressure inside the equipment.
- Simple integration in new switchgear through very compact dimensions of the device related to the performance.
- Simplified installation in an existing system through choice of an epoxy insulator to protect switchgear
- Protection of further equipment like transformers, motors, cables and other equipment may be designed for short circuit currents below the rated short-circuit current.

## 2 FUNCTION OF ULTRA FAST EARTHING SWITCH (UFES)

### 2.1 Basic tasks and design of the UFES

Internal arcing in switchgear can be caused by defective insulation material, improper busbar connection, inadequate maintenance, entering of animals or human misconduct.

The switching device will consist of three mechanically driven vacuum device poles, which have the typical form and size of an epoxy insulator. These poles have to be placed between the phases (R, S, T) and a common earth connection. The poles are easily exchangeable single-shot devices and in service position “open”, mechanically actuated by an integrated gas generator. The poles can be located at different places, as they have separate independent drives.

The tripping device will be a modified  $I_S$ -limiter analogue electronic, which will be able to evaluate the actual current values and signals from light sensors. The electronic includes the safe storage of the tripping energy and has a permanent self-monitoring ability. In case of the occurrence of an internal arc, the operation sequence shown in Figure 1 is initiated.

The internal arc light detection takes place via optical sensors installed in the compartments to be observed. The current detection can be realized via existing protection current transformers, due to the fact that the input burden of the UFES electronic is below 1 VA. A logic combination (AND, OR) of the different signals is possible.

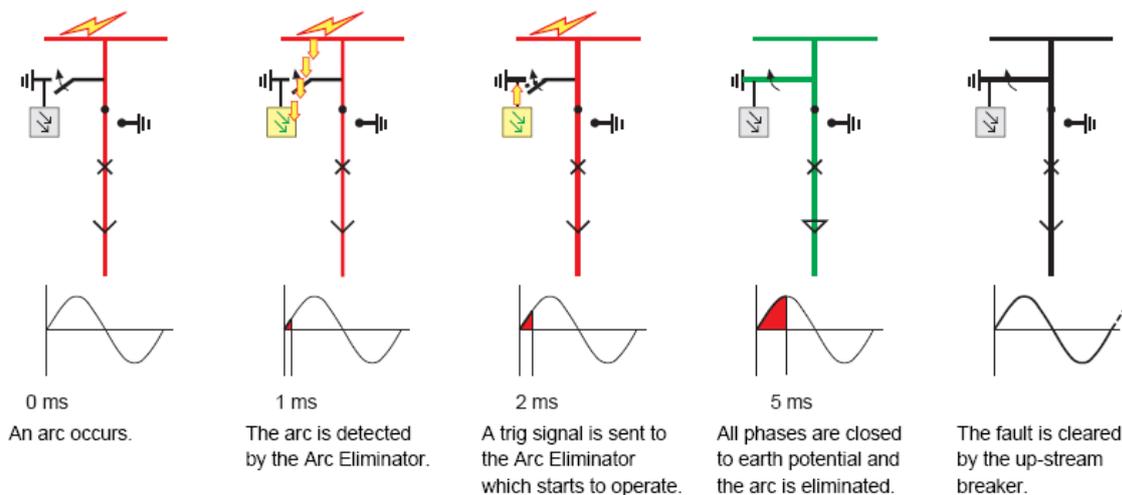


Figure 1 Operation sequence of the Ultra Fast Earthing Switch (UFES) System. An arc occurs, detection of the arc up to extinguishing within time of 4ms by operating the UFES, arc eliminated latest after 5ms

#### Function description:

- After the detection and evaluation of the fault by means of the electronic and connected sensors the gas generators in all three phases will be tripped.
- The generated gas will accelerate the moving contact(s) of the vacuum device(s). The contact(s) of the vacuum device(s) close, so that the short-circuit current commutates from the arc path to the vacuum device(s) path.
- The total time to suppress the arc will be below 5 ms.
- The contact system of the vacuum device(s) is engineered in such a way that after the closing process the contact pieces remain closed due to mechanical self-locking.

- A potential free contact will give the tripping command to the related feeder circuit-breaker of the switchgear. This circuit-breaker will clear the “bolted” short-circuit fault.

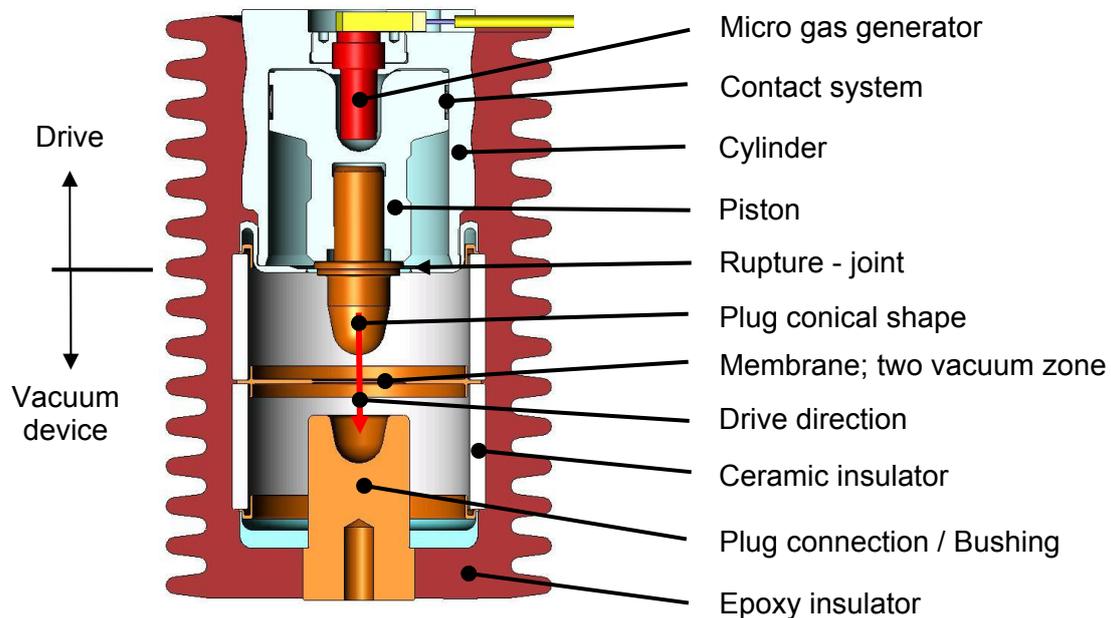


Figure 2 Cross section of the ultra fast earthing switch (UFES) type VGK1 for a medium voltage application for applied rated voltage of up to 40.5kV and in closed position rated short circuit current up to 63kA

### **Design of UFES:**

The UFES design consists of two main sections: The vacuum device, and the corresponding drive section Figure 2. The vacuum device is divided into two separate ultra high vacuum zones, in order to create a double gap between both contacts. The two vacuum zones are separated by applying a closed membrane made of metal between both contacts. In case of a device trip the plug is accelerated by a micro gas generator. It penetrates the lid, the membrane and enters the plug connector. The end position is self-locked and ensures safe connection (Figure 3).

The two ceramic cylinders are insulating the membrane, holding it on floating potential. The maximum electrical field strength at rated voltage is below 2kV/mm [3, 4, 5]. The double contact gap arrangement and 12mm gap on both sides at applied closed membrane ensure maximum safety with respect to unintended breakdown over life time.

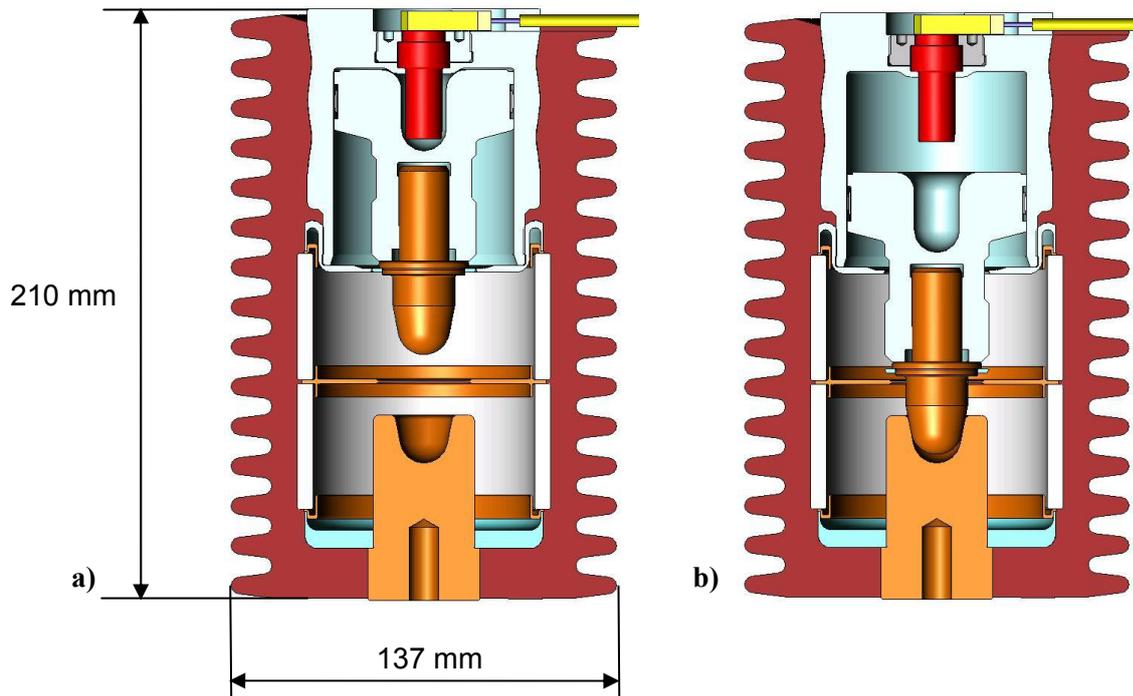


Figure 3 Basic dimensions of epoxy insulator which includes the UFES type VGK1 and the MGG drive, a) device in service position and b) after tripping the mechanical operation of the device and closing the contact system. The system closes from earthed side through the membrane to the feeder bushing

## 2.2 Data and test result

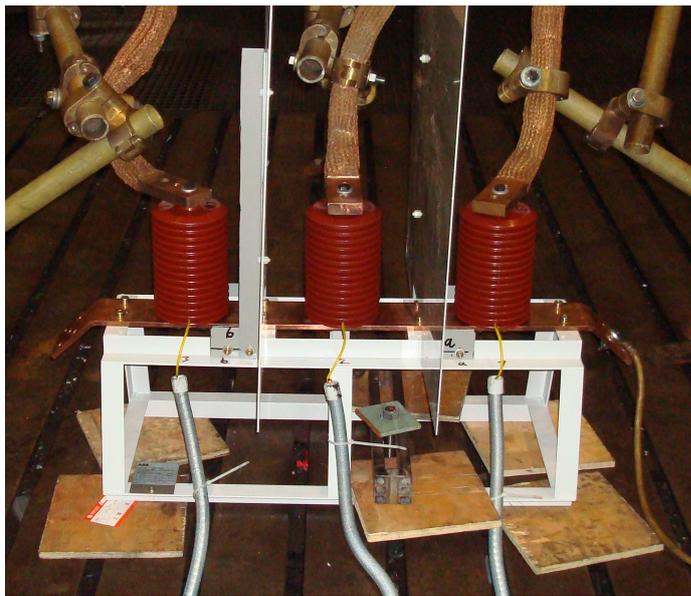
The UFES has been tested dielectrically in service position for the rated voltage over long time period to ensure that no breakdown occurs within the vacuum device and in the embedded pole epoxy insulator. Furthermore the rated lightning impulse withstand voltage with 15 lightning impulses and the short-duration power frequency withstand 1 min AC test voltage were passed according to the standard with values summarized in Table 1. The making and the short-time withstand current can be held over a period of 3 seconds for short circuit currents of up to 63kA as per Table 1.

<b>Data of UFES based on IEC 62271-102</b>	
<b>Rated voltage [40,5kV]</b>	
Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 $\mu$ s (peak value)	
across the insulation distance	Up to 200 kV
<b>Rated voltage [40,5kV, 16.7/50/60 Hz]</b>	
Rated power frequency withstand voltage (r.m.s.)	
across the insulation distance	Up to 95 kV
<b>Mechanical operation</b>	
<b>At rated voltage and short-circuit / making current</b>	
Closing time of device	< 2 ms
Bouncing time	0
Closing operations	1 time
<b>Rated short time current [17,5kV]</b> (required for earthed position)	

Short time withstand current (r.m.s.)	50 kA
Rated duration of short-circuit	3 s
SC Making and Peak withstand current	130 kA
Short time withstand current (r.m.s.)	63 kA
Rated duration of short-circuit	1 s
SC Making and Peak withstand current	170 kA
<b>Rated short time current [40,5kV]</b> (required for earthed position)	
Short time withstand current (r.m.s.)	40 kA
Rated duration of short-circuit	3 s
SC Making and Peak withstand current	110 kA

*TABLE 1: Electrical and mechanical specification of the ultra fast earthing switch with all requirements for the rating 17.5 and 40.5kV and earthing current of up to 63kA based on IEC 62271-102*

All ratings have been tested based on the standard IEC 62271-102 at the KEMA laboratory. Furthermore, the short-circuit rating can be extended to a time of up to 3s (STC duration). The test results are shown in Table 1. The UFES device was tested in different positions (distance of the poles 210mm and 275mm and in horizontal/ vertical direction). Flexible configuration in many different switchgear compartments are enabled, ensuring retrofit/upgrade applicability for many Switchgear manufacturers.



*Figure 4: Test set-up at KEMA laboratory (Netherlands) 40,5kV @ 40kA, three phase arrangement with UFES pole distance of 275mm. Incoming feeder from the top, the connection to earth done by the copper bar. The cable connection at the earth side is triggering the device*

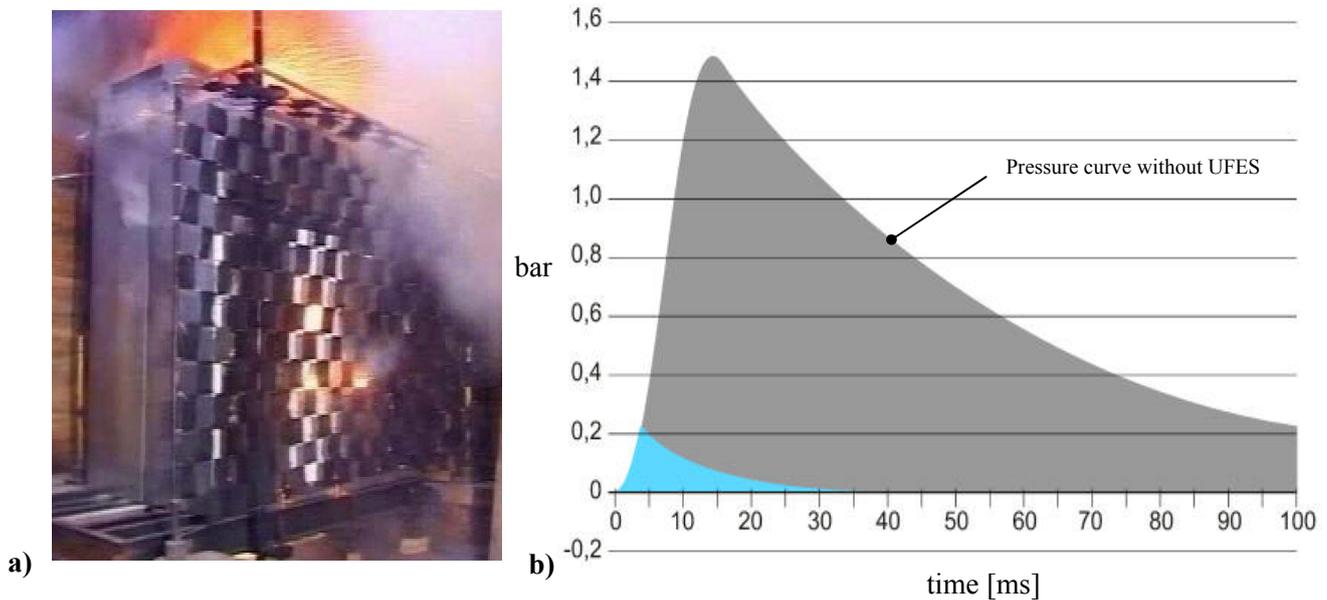


Figure 5: a) Picture shows the result of an arc fault test on the ABB UniGear product. Note the pressure shock wave that is shown by the movement of the indicator panels. As an extension of the basic test, UniGear has recently passed internal arc fault tests with the low voltage compartment door open, b) Exemplary pressure rise with and without UFES in an air-insulated medium voltage switchgear compartment (volume  $0.35\text{m}^3$ ), internal arc fault with a fault current of  $130\text{kA}_{\text{peak}} / 50\text{kA}_{\text{rms}}$

In the event of internal arc, the arc will be eliminated during the first half wave ( $\leq 5$  ms) of the short-circuit current. This will drastically limit the internal pressure increase in case of a fault as shown as a comparison in Figure 5 calculated pressure curve for switchgear without an arc protection and by applying the UFES protection (Figure 6). This will result in a significant improvement in health & safety for personnel as well as minimization of damages of the equipment..

An extension of the application range to transformer protection is planned and will follow soon.

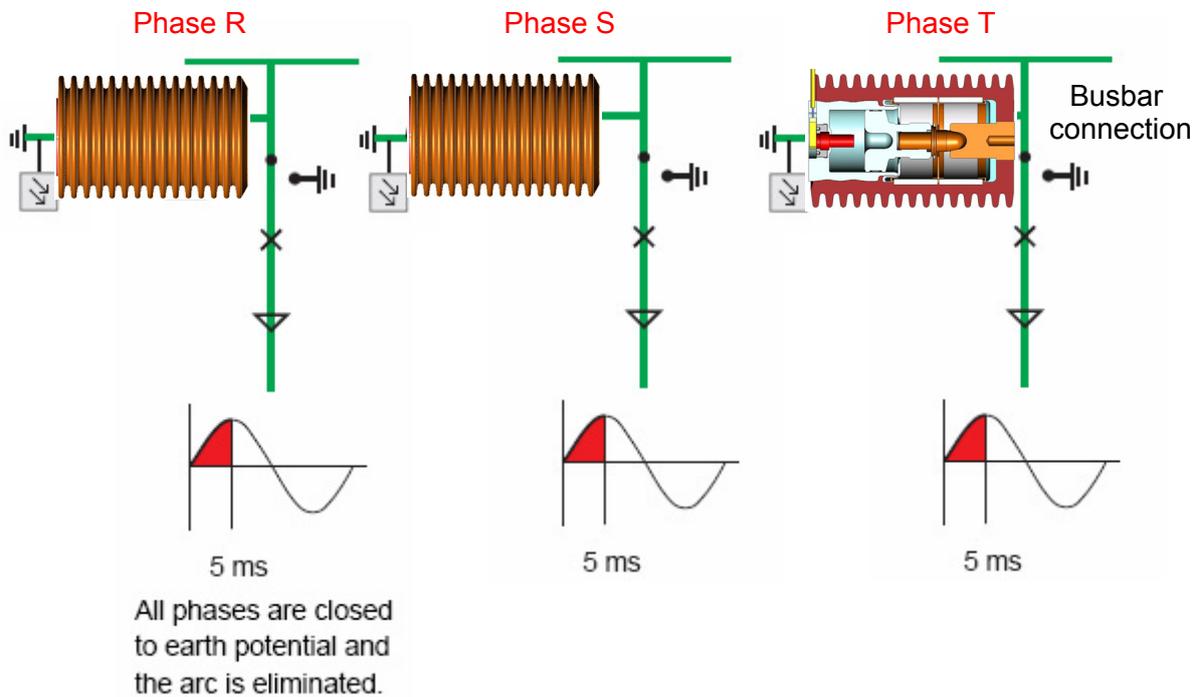


Figure 6: Arrangement how the UFES devices can be installed in a three phase application, not considered the phase shift of 120 and 240°

### 3 SUMMARY

Based on more than 30 years of experience a new application of vacuum technology is being introduced for use in the medium voltage range [1].

This paper presents the design principle and the performance of the Ultra Fast Earthing Switch (UFES) based on a vacuum insulation device as conceived by ABB Ltd.

The UFES design consists of two main sections: The vacuum device, and the corresponding drive section to close the vacuum device. The vacuum device is divided into two separate ultra high vacuum zones, in order to create a double gap between both contacts (redundant vacuum zones to enhance the dielectric performance significantly). The two vacuum zones are separated by applying a closed membrane between both contacts. In case of operation a plug is breaking through the membrane to close the self locking contact system within less than 2ms. The UFES system was developed for medium voltage applications up to 40.5kV and for short circuit currents up to 63kA. Both ratings are tested based on the standard IEC 62271-102 at the KEMA laboratory. Furthermore, the short-circuit rating can be extended in the short-time-current (STC) of up to 3s.

By applying the UFES to protect switchgear panels against internal arc consequences a significant improvement for personnel protection as well as minimization of damages to the equipment can be achieved. Further extension of the concept to transformer protection is planned and will follow soon.

**LITERATURE**

- [1] Roman Renz, Dietmar Gentsch, Harald Fink, Paul Slade, Martin Schlaug; Vacuum Interrupter – Sealed for LIFE”; 19<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Vienna, 21-24 May 2007
- [2] D. Gentsch ; Low, Medium or High Voltage Switchgear Assembly having a Short Circuiting System”; 05-09-2007; Patent WO 2009/030443 A1
- [3] K. Kato, H. Okubo: “Optimization of Electrode Conture for improvement of insulation Performance of High Voltage Vacuum Circuit Breaker” 22th Internationales Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum, Matsue, pp. 21-24, 2006
- [4] Harald Fink, Dietmar Gentsch, Bernhard Heil, Christof Humpert, Armin Schnettler; Conditioning of Series Vacuum Interrupters (VIs) for Medium Voltage by Applying High- Frequency (HF) Current to Increase the Dielectric Strength of Vis”; IEEE Transactions on Plasma Science - TPS1490.R1, Paper 2007
- [5] Nils Hardt, Markus Heimbach, Helmut Böhme, Dietmar Gentsch; The dynamic voltage / current characteristics of vacuum arcs after breakdown at currents in the lower kHz-range“, ETEP, 2002



**„Plug and Play“ - Anspruch oder Fiktion an  
die Hochspannungstechnik**

**Ruben Grund**  
Pfisterer Kontaktssysteme  
GmbH  
[ruben.grund@pfisterer.de](mailto:ruben.grund@pfisterer.de)  
Germany

**Michael Zerrer**  
Pfisterer Kontaktssysteme  
GmbH  
[michael.zerrer@pfisterer.de](mailto:michael.zerrer@pfisterer.de)  
Germany

**Dr. Thomas Klein**  
Pfisterer Kontaktssysteme  
GmbH  
[thomas.klein@pfisterer.de](mailto:thomas.klein@pfisterer.de)  
Germany

**KURZFASSUNG**

Die Energieversorgung ist im stetigen Wandel, der Anspruch an Flexibilität und Verfügbarkeit bei hoher Qualität steigt. „Der Plug and Play“ Ansatz wird in vielen Lebensbereichen zum Standard und dieser Trend scheint sich auch in der Hochspannungstechnik abzuzeichnen. Der normative Hintergrund, Inbetriebnahmeprüfungen sowie die Montage einer Kabelgarnitur werden beleuchtet. Möglichkeiten, Chancen und Risiken sollen im vorliegenden Paper diskutiert werden.

## 1 EINLEITUNG

Unsere Übertragungsnetze müssen in der Zukunft vielfältigen Aufgaben gerecht werden.

Dezentrale Erzeugung und Einspeisung regenerativer Energien in Verteilungsnetzen setzen neue Maßstäbe in der Netztopologie.

Umspannwerke müssen sich dem Wandel der Technologie anpassen. Transformatoren, welche heute noch von einer Freileitung gespeist werden, könnten innerhalb kurzer Zeit für den Anschluss einer Kabelanlage vorgesehen werden. Schaltanlagen müssen im Bezug auf deren Intelligenz und Fernüberwachung optimiert werden.

Selbst wenn diese kurzfristigen Überlegungen nicht ausschlaggebend sind, muss man bei einer erwarteten Lebenszeit von mehr als 40 Jahren für elektrische Anlagentechnik, von einer klaren Aufgabenverteilung Abstand nehmen. Der nächste Entwicklungsschritt für die elektrische Anlagentechnik heißt somit „Flexibilität“. Die Anschlussstechnik ist hier eine Schlüsseltechnologie um diesen Anforderungen zu genügen.

Ob diese Flexibilität jedoch mit einem „Plug and Play“ Ansatz vergleichbar ist, soll auf den nächsten Seiten diskutiert werden.

## 2 DAS STECKBARE ANSCHLUSSSYSTEM ALS SCHNITTSTELLE

Das steckbare Kabelanschlussystem besteht aus einem Giesharzkörper, welcher normativ als Geräteanschlusssteil, landläufig als Buchse bezeichnet wird und dem dazugehörigen Kabelanschlusssteil oder auch Stecker.

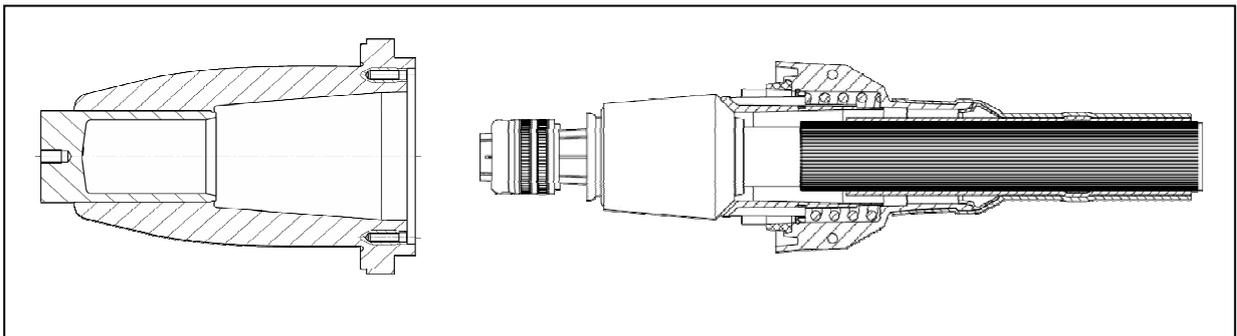


Abb 1. Beispiel eines Kabelanschlussystems 72,5kV

Das Geräteanschlusssteil, welches in der Anlage integriert wird, kann nun als Schnittstelle betrachtet werden. Diese Sichtweise ermöglicht neuartige Ansätze wie zum Beispiel:

- Anschluss kunststoffisolierter Hochspannungskabel
- Steckbare Durchführung für den Anschluss an eine Freileitung bzw. Prüfbetrieb
- Gasisolierte T- Muffen (zusätzlicher Abgang / optionale Zuleitung)
- Gasisolierte Prüfmuffe als spannungsfester Abschluss
- Stecker zur Stromprüfung (Prüfung bei Nennstrombelastung und im Überlastbetrieb)
- Steckbare Überspannungsableiter ermöglichen eine Schutzeinrichtung direkt an dem zu schützenden Objekt
- Blindstecker für spätere Erweiterbarkeit

### 3 PRÜFUNGEN

Wird das steckbare Anschlussystem konsequent als Schnittstelle behandelt, ergeben sich große Vorteile und Raum für Optimierung der Arbeitsabläufe.

Die Stückprüfung einer HV GIS sieht unter anderem eine Wechselspannungsprüfung sowie eine Widerstandsmessung des Hauptstromkreises vor. Bei Verwendung konventioneller Anschlusstechnik würde dies einen temporären Abschluss durch einen Prüfflansch bedeuten. Somit würde der Prüfaufbau vom späteren Einsatz abweichen. Bei der steckbaren Anschlusstechnik ist ein Abschluss mit einer definierten Schnittstelle möglich.

Bei einer Vor Ort Prüfung würde eine solche Vorgehensweise noch größere Hemmnisse hervorrufen. Ein Öffnen des Gasraumes, mit allen damit verbundenen Risiken, wäre unvermeidlich. Bei Abschluss mittels eines steckbaren Systems ist ein Zugang mit Messequipment bzw. das Verschließen durch einen Blindstecker problemlos möglich, während die Schaltanlage im ausgelieferten Zustand verbleibt.

### 4 MONTAGE

Ein Aspekt, welcher im ersten Gedanken dem Plug- and Play Gedanken widerspricht, ist sicherlich die Montage von Hochspannungsendverschlüssen.

Dass die Montage eines steckbaren Hochspannungsendverschlusses durch speziell trainierte Kabelmonteure zu erfolgen hat, kann man allein schon vor dem Hintergrund betrachten, dass ausnahmslos alle Endverschlusshersteller Montagekurse anbieten und diese mit einer Zertifizierung abschließen.

Auch die fortschreitende Selbstverständlichkeit bei regelmäßiger Anwendung ist ein wichtiger Indikator für die Montagequalität. Bis vor 15 Jahren war die Montage von Kabelendverschlüssen höherer Spannungsebenen einer Elite vorbehalten. Im internationalen Bereich sind Tendenzen erkennbar, nach welchen nach einer kurzen Einlernphase Hochspannungsendverschlüsse montiert werden. Dieser so genannte „Commodity“-Effekt wird kontinuierlich das Maß an Bedienerfreundlichkeit und Flexibilität nach oben heben.

Nicht umsonst wurde die Cigre Arbeitsgruppe SC B1 WG 22 ins Leben gerufen, welche den Stand der Technik beschreiben soll und somit primär die Sensibilisierung der Nutzer zum Ziel hat.

### 5 NORMUNG

Der „Plug and Play“- Ansatz kann derzeit nur in kleinen Ansätzen bei Betrachtung der einzelnen Anwendungsbereiche entdeckt werden. Trotz dem, dass ein Kabelanschlussystem prinzipiell fast unverändert in Schaltanlagen und Transformatoren eingesetzt werden, haben sich hier drei Welten entwickelt.

Das Kabelanschlussystem

- als Garnitur zum Anschluss eines kunststoffisolierten Hochspannungskabel
- beim Einsatz in Schaltanlagen
- beim Einsatz in Transformatoren

Im Weiteren werden diese drei „Welten“ näher diskutiert.

Da wir es mit einem Kabelanschlussystem zu tun haben, ist der erste Fokus das Hochspannungskabel. Die normative Grundlage für den Kabelaufbau samt den zugehörigen Durchmessern wurde mittlerweile aufgrund der internationalen Ausrichtung, der verschiedenen Länderspezifikationen und der steigenden Zahl von Kabelherstellern im internationalen Markt nicht berücksichtigt.

Ein HV- Stecker muss für das jeweilige Projekt und dem damit verbundenen Kabel festgelegt werden. Die Garniturnorm<sup>[2]</sup> betrachtet die aus der Sicht des Kabels wichtigen Aspekte.

Eine zweite Welt, in welcher das steckbare System einen großen Marktanteil gewonnen hat und aus unserer Sicht das konventionelle System in der Zukunft ablösen wird, ist der Bereich der Gas-isolierten Schaltanlagen. In dieser „Welt“ bestehen klare Vorgaben zu Abmessungen<sup>[5]</sup> und Prüfwerten<sup>[6]</sup>.

Die dritte Welt, mit großem Potential im Bezug auf die steckbare Anschlusstechnik, ist diejenige der ölisierten Transformatoren.

Eine europäische Norm<sup>[6]</sup> definiert die Einbausituation von Endverschlüssen in einem zusätzlichen Kabelanschlussgehäuse, ohne dabei explizit den Bereich der Stecktechnik anzusprechen.

Typprüfungen nach aktueller Durchführungsnorm<sup>[7]</sup> haben den Funktionsnachweis bis 245kV in verschiedenen Anordnungen erbracht. Weiterhin wird der Einsatz der Hochspannungsstecktechnik bei einzelnen Transformatorherstellern bereits als Standardlösung angeboten.

Zum heutigen Zeitpunkt gibt es jedoch keine umfassende Theorie des Öldurchschlags. Die Auslegung von Isolationssystemen stützt sich somit auf halbempirische Zusammenhänge<sup>[8]</sup>. Diese Tatsache verursacht diverse technische Vorbehalte welche nur bilateral gelöst werden können.

Je nach Einsatzzweck des Stecksystems liegt auch das Augenmerk bezüglich der Hauptanforderungen an die Komponenten auf teilweise sehr unterschiedlichen Aspekten.

Während ein Hochspannungskabel im Normalbetrieb bei 30-40% seiner Leistung betrieben wird, ist der Überlastbetrieb im Transformator eine Standardanforderung. Um der aktuellen Forderung einer Leckrate kleiner 0,5% p.a. SF6 bei Schaltanlagen zu genügen, wird von Schaltanlagenherstellern die Gasdichtigkeit mit einer sehr hohen Priorität bemessen. Andererseits steht der abgeschnittene Stoß für Trafohersteller ganz oben auf der Liste.

Eine Angleichung dieser Welten ist somit und aufgrund der bereits etablierten Marktverhältnisse nur bedingt möglich.

## 6 FLEXIBILITÄT ALS „PLUG AND PLAY“-ANSATZ

Ein weiterer Faktor, welcher in der Zukunft das Verständnis ändern wird, ist der kontinuierliche Generationenwechsel. Länder, in welchem primär Jungingenieure das Feld bearbeiten, akzeptieren das „neue“ steckbare Anschlusssystem schneller als Länder mit langjähriger Tradition. „Plug and Play“ ist in unserem Leben mittlerweile zum Standard geworden.

Wo früher in der Softwareprogrammierung einzelne binäre Befehle verwendet wurden, ist die Programmierung in einer .Net Umgebung das Zusammenfügen von Funktionsblöcken. Dieser Trend ist auch in der Hochspannungstechnik abzusehen. Vorgefertigte Bausteine werden aufeinander abgestimmt und eingesetzt. Ein richtiggehendes Engineering oder „customized“ Design ist nur in Ausnahmefällen gewünscht. Vorteile sieht man hier primär durch reduzierte Produktions- und Montagezeiten sowie der großen Flexibilität.

Eine klare Definition der Schnittstellen ist allerdings Voraussetzung.

Neue flexible Techniken werden in asiatischen Städten viel schneller akzeptiert und umgesetzt. Es gehören beispielsweise Monitoring Systeme für TE, Temperatur und Bildübertragung zur Standardausstattung für das 220kV und 110kV Netz großer chinesischer Städte.

In Abb. 2 ist schematisch die Entwicklung der steckbaren Anschlusstechnik im Bezug auf die Netzstruktur dargestellt. Mit der Entwicklung des steckbaren Anschlusssystems 1988 hat dieses innerhalb von 3 Jahrzehnten einen elementaren Platz in der Hochspannungstechnik eingenommen.

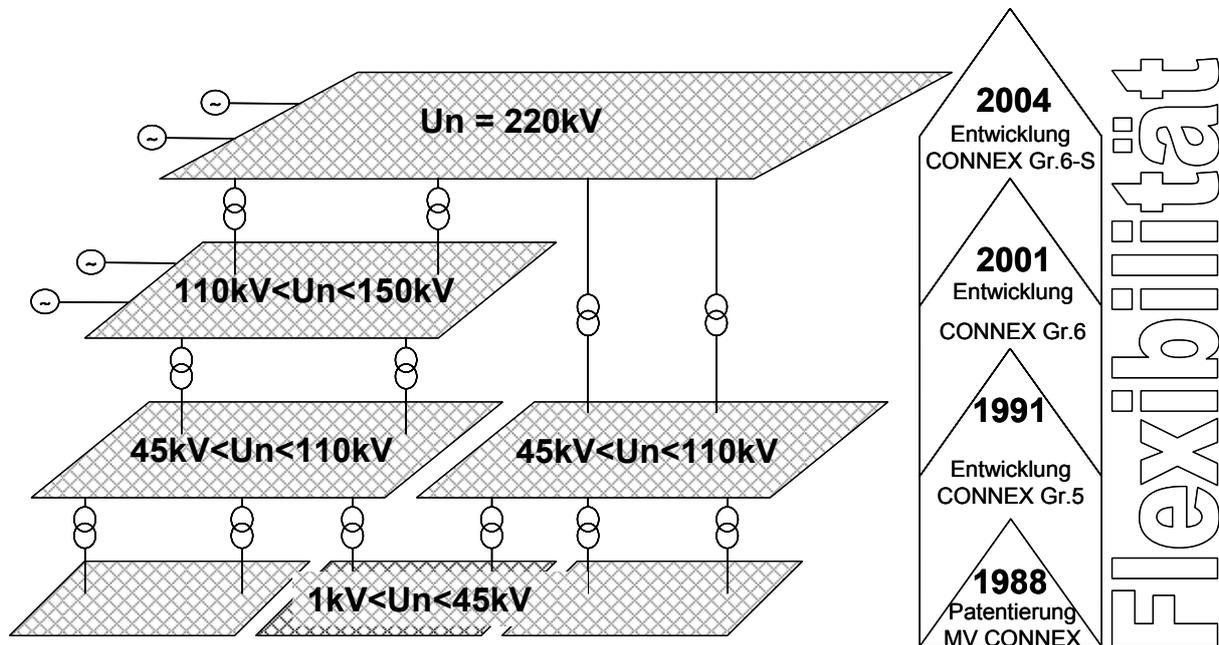


Abb 2. Entwicklung der steckbaren Anschlusstechnik

## 7 ZUSAMMENFASSUNG

Der Trend hin zum Baukastensystem ist klar vorgegeben, Endverschlüsse werden nicht mehr „nur“ als Endverschluss des Kabels betrachtet, sondern als Schnittstelle. Flexibilität von elektrischen Anlagen kann nur durch ein steckbares Anschlusssystem erreicht werden. Ob hierbei allerdings ein „Plug and Play“ Ansatz das Ziel sein kann, ist mehr als fraglich. Ein solcher Ansatz würde die Kabelanschlussgarnitur zu einem „Stecker“ degradieren, welcher von der Handhabung mit einem Schuko Stecker zu vergleichen ist.

Es wird auch in der Zukunft ein gewisses Maß an Verständnis zur Funktionsweise und der Handhabung von den Kabelmonteuren, wie auch Anlagenherstellern verlangt. Der „Plug and Play“ Ansatz kann zwar nicht vollständig erfüllt werden, jedoch eröffnet das steckbare Anschlusssystem mit seinen standardisierten Systembauteilen ein sehr großes Maß an Flexibilität bei gleichzeitiger Reduktion der Montage- und Betriebskosten.

## LITERATUR

- [1] DIN EN 50299:2003-10, Ölgefüllte Kabelanschlusseinheiten für Transformatoren und Drosselspulen mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel  $U_m$  von 72,5 kV bis 550 kV; Deutsche Fassung EN 50299:2002
- [2] DIN VDE 0276 Teil 632, Starkstromkabel mit extrudierter Isolierung und ihre Garnituren für Nennspannungen über 36 kV ( $U_m = 42$  kV) bis 150 kV ( $U_m = 170$  kV)
- [3] DIN IEC 60076-7 (VDE 0532-76-7):2008, Leistungstransformatoren – Teil 7: Leitfadern für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren
- [4] IEC 62067 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV ( $U_m = 170$  kV) up to 500 kV ( $U_m = 550$  kV) – Test methods and requirements
- [5] IEC 62271-209 High-voltage switchgear and control gear –Part 209: Cable connections for gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV – Fluid-filled and extruded insulation cables – Fluid-filled and dry-type cable-terminations
- [6] IEC 62271 – 203 Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV
- [7] IEC 60137 Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V
- [8] D. Tschudi, V. Dahinden, F. Derler; Dielectric Strength Assessment of Power Transformer Insulation; 9th ISH Int. Symposium on High Voltage Engineering, No. 1081, Graz, Austria, 1995.

## Optimized Partial Discharge Detection on MV and HV Power Cables

**Matthias Boltze**  
Doble Lemke GmbH  
boltze@doble-lemke.eu  
Germany

**Eberhard Lemke**  
Doble Lemke GmbH  
lemke@doble-lemke.eu  
Germany

**Sacha Markalous**  
Doble Lemke GmbH  
markalous@doble-lemke.eu  
Germany

### Kurzfassung

*Die meisten der beobachteten Defekte in modernen Energiekabelsystemen verursachen unter Wechsellastbeanspruchung Teilentladungen (TE) in den Garnituren. Werden Wechsellasttests und empfindliche TE-Messungen kombiniert erreicht man die beste Testeffizienz und Aussagekraft. Zustandsbasierte Instandhaltung von Energiekabeln erfordert verlässliche Diagnosemethoden um die Kabelsystem-Integrität im Betrieb zu wahren.*

*Der eingereichte Beitrag behandelt praktische Erfahrungen in präventiver vor-Ort TE Diagnose an installierten Mittelspannungs(MS)- und Hochspannungs(HS)-Kabeln. Vielfach berichtet ist, dass die konventionelle TE-Messung nach IEC 60270 bevorzugt an MS-Kabeln Anwendung findet. In wirtschaftlicher Betrachtung scheidet dieser Ansatz mitunter in der Anwendung an HV-XLPE-Kabeln aus, da eine sehr hohe Messempfindlichkeit bis in tiefen Pico-Coulomb(pC)-Bereich scheinbarer Ladung erreicht werden muss. Als Alternative werden mit Fokus die HS-Garnituren auf TE überprüft. Vorteilhaft wird dies im sehr-hohen (VHF) bis ultra-hohen (UHF) Frequenzbereich durchgeführt.*

*Diese sogenannten un-konventionellen TE-Messmethoden haben sich für die Isolations-Zustandsbewertung an Energiekabeln etabliert. Ein neues System das UHF Sensoren und Datenerfassung verwendet wurde entwickelt. Aus Vor-Ort-Erfahrung kann gefolgert werden: die Sensorik ist passend für nahezu alle Arten von XLPE-Kabelendverschluss-Systeme für HS und sehr hohe HS.*

### ABSTRACT

*Most defects observed in today's power cable systems causes partial discharges (PD) under AC stress in the accessories. Combining AC testing and sensitive PD measurements results in best test efficiency. The condition-based maintenance of power cables required reliable significant diagnosis methods for the integrity of operation of power cable systems.*

*The submitted paper deals with practical experience in preventive on-site PD diagnostics of installed medium voltage (MV) and high voltage (HV) power cables. It is reported, that the conventional IEC-method can only be adopted for PD diagnostics MV cables. From an economical point of view this approach is not applicable for HV and EHV XLPE cables, because an extremely high measuring sensitivity down to the pC range is required. As an alternative only the HV power cable accessories are PD tested. This can advantageously be done by PD sensing using the VHF / UHF range.*

*Non-conventional partial discharge methods have been established for condition assessment of power cable insulations. A new system applying UHF sensors and acquisition was developed, suitable for any kinds of HV and EHV XLPE cable terminations like transformer sealing ends, cable terminations for metal-clad substations and outdoor sealing ends based on past experiences during investigations on site.*

### INTRODUCTION

Methods that allow the condition of transmission, distribution and generation power networks to be monitored have been developed and extensively researched. Monitoring, in relation to power cable systems and other system components of the electric power supply, describes measuring methods to allow continuously and periodic observation of operating states and properties with no interruption of the power supply – online-monitoring.

Targets of the power cable monitoring are prevention, increasing the operational availability respectively reduction down times of the systems and their loading optimization.

Today's widely deployed monitoring methods are: monitoring of cable temperature, detection of water in the cable as well as the measurement of partial discharges in polymer-insulated power cables or their accessories.

Due to economical aspects the diagnostic tools used for medium voltage (MV) and high voltage (HV) power cables are very different, as will be presented more in detail in the following paper.

Of more important interest becomes the partial discharge monitoring methods for HV- and EHV-XLPE cable systems over the last few years to check the insulation condition. All power cables with polymer isolation are tested in the factory according to IEC60840 and IEC62067 with the best methods and with calibrated PD-measuring systems in the screened test room with high sensitivity.

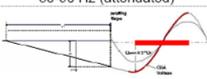
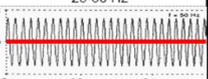
After transport and laying the sheath- and corrosion protection- test are performed on power cables using high DC voltage between metal sheath or screen and ground. If the sheath is in undamaged condition can be also confirmed that the polymer isolation is intact, no mechanical damages when transport and laying. The isolation of cable is still in the good PD-free condition like the routine test on the manufacture.

However, for the assembly of the terminations and joints on the cable ends directly on the isolation one works again. Here error can occur. Therefore a partial discharge test is very important on the termination and joints after jointing. This requirement led to a development of new measurement systems for PD-On-Site-Tests on HV- and EHV-XLPE cable systems especially designed for termination and joints.

This paper describes the concept for the UHF-PD-monitoring system from the instrumentation side and provides case studies about AC- and PD commissioning tests, quality- and inspection- checks where the effectiveness such kind of tests are presented.

## 1 ON-SITE PD DIAGNOSTICS OF MV POWER CABLES

Practical experience in PD diagnosis tests of MV cables showed, that a detection sensitivity in the range of few tens of pC seems sufficient for most PILC and XLPE cables. Under this condition the standardized PD measuring circuit can well be applied not only for PD detection but also for location the PD sites. From a physical point of view the PD diagnostics of MV cables should be performed under power frequency (50 / 60 Hz) voltages. Due to the high power demand, however, such test facilities are very costly and hence not an economical solution. To overcome this disadvantage, alternative exciting voltages have been introduced, such as variable frequency resonance (VFR) voltages, very low frequency (VLF) voltages and damped AC (DAC) voltages. In the following PD test systems for distribution power cables under variable frequency resonance voltage (LDPS-RESO) as well as DAC exciting voltages (CDA) will be presented.

	DAC Voltages (CDA)	VFR Voltages (LDPS-RESO)
voltage source	D.C. voltage generator	oscillatory circuit over ser. reactor
diagnostic voltage	30-90 Hz (attenuated)	25-80 Hz
voltage type		
Recording capacity of system	¼ period (5 ms)	all AC periods (x min)
no. of measuring cycles per test voltage level	plastic-ins.: 5 x PILC cable: 15 x	arbitrary (continuous recording)
analysis of ambient noise freque.	online and offline	online and offline
PD analysis	automatic / manual	automatic / manual
sensitivity	≤ 10 pC	≤ 10 pC
galvanic decoupling	yes	yes
max. test voltage	U <sub>test</sub> ~85 kV	U <sub>test</sub> ~50 kV
weight of measuring system	approx.: 1000 kg	approx.: 2400 kg
max. load capacity	2000 nF	2500 nF
connection	16 A	32 A

Diagnostic testing of medium voltage cable systems, characteristics of the power sources DAC and VFR commercially available at Doble Lemke GmbH

FIGURE 1

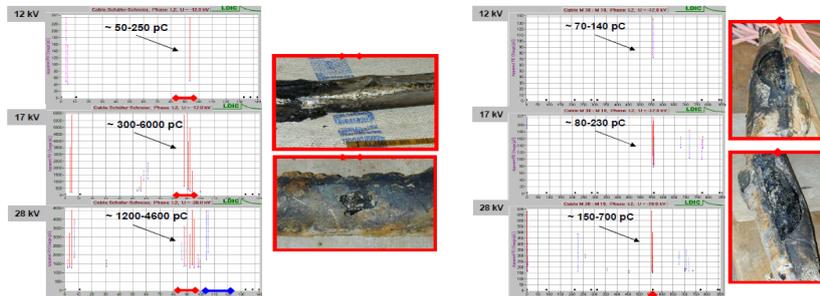
It is obviously of high importance not only to know the values of the PD quantities like apparent charge level, repetition rate and phase correlation of a measured PD-signal, but also the source position of the detected pulses. Mainly, in spatial extended objects like power cables the PD-fault localization is of highest interest. To locate PD-faults in medium voltage cables the traveling wave principle is commonly used. A wide band digitizing unit for time-domain reflectometry is therefore design in both PD test systems CDA as well as LDPS-RESO.

### Reflectometer Method

For the PD-pulses the cable appears to be a dielectric waveguide. Therefore the PD-pulse at the point of origin is divided into two equal parts in accordance to the differential characteristic impedance of the cable. A separate fault location amplifier supplies the highspeed digitizer with the received RF-PD-signal. The signals are converted with a digital dynamic of 12 Bit and a sampling rate of 100 Ms/s.

The time delay between the direct measured signal and the first subsequent reflected impulse echo is evaluated in the fault localization unit.

The computer based system is able to run the impulse echo evaluation for the complete corresponding PD-impulse-reflectograms. Hence, not only the PD-fault with the highest magnitude is detectable but also localization of multiple faults is possible. All localized PD-faults are extracted, evaluated and mapped automatically. Thus, the PD-mapping diagram represents the PD-pulse magnitude as a function of its particular position vs. the number of the localized PD-pulses. Typical PD-position maps are shown in Fig. 2.



Defects in insulation material of a service aged PILC cable (left)  
 Defects in the accessories of PILC cable, joint caused earth line transients in the cable system (right)

FIGURE 2

### Enhancement of the Location Sensitivity

To improve the location sensitivity and accuracy a number of high sophisticated features are realized additionally:

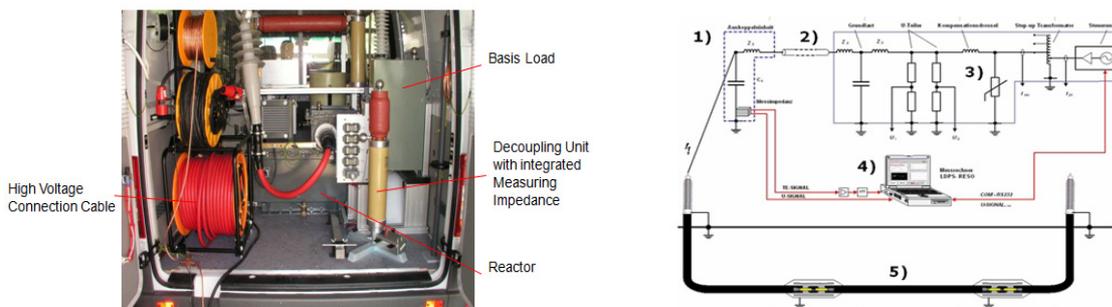
- A continuous pulse averaging and an adjustable threshold level can be applied to reduce continuous interference's, impulse oscillations and background noise.
- A FFT feature assists the user finding harmonic radio interference's. Supported by this harmonic analysis, a selection of digital filters can be adjusted optimally.
- The rise time of the pulses is used to discriminate between near and far-end PD-sources.
- For an exact position-independent determination of the real PD-impulse magnitude a transmission-loss-adjustment is automatically executed for all located PD-pulses.

### 1.1 Measuring principle VFR voltage

The VFR-test-system is mainly consisting of three components: the high voltage reactor including the control unit as high voltage source LDPS-RESO, the PD measuring system and the DF measuring equipment.

The Resonance Test System LDPS as shown in Fig. 3 is based on the series resonance principle. The tuning of the resonant circuit with its changing test capacitances, however, is not achieved by variation of the inductance, but variation of the frequency. The inductance is connected to the output of the step-up transformer, including voltage dividers on HV side, connected to the control circuit. The test system consists of a microprocessor control to assure the stability of the out frequency and the voltage and provides an automatic resonance tuning. The analogue power electronics and a special high voltage filter set-up enable high sensitive PD measurements. The additional PD filter capacitance in PI circuit is eliminating disturbances that may be transmitted from the HV source. A base load capacitor can be connected or disconnected depending on the requirements.

The PD decoupling unit with the HV connection cable from the HV source will be connected to the MV cable under test. The PD signals are decoupled inductively on the low voltage side of the PD decoupling unit. From the active measuring impedance, the PD and the voltage signals are transmitted to the PD detector. The signals are digitized by a 14 bit A/D converter inside the PD detector. The measured PD data will be displayed on the screen of the PC connected to the PD detector.



LDPS-RESO (left), Schematic Diagram of the HV Resonant Test System LDPS-RESO (right)  
 1) PD decoupling unit, 2) HV connection cable, 3) Reactor, 4) PD measuring instrument, 5) DUT

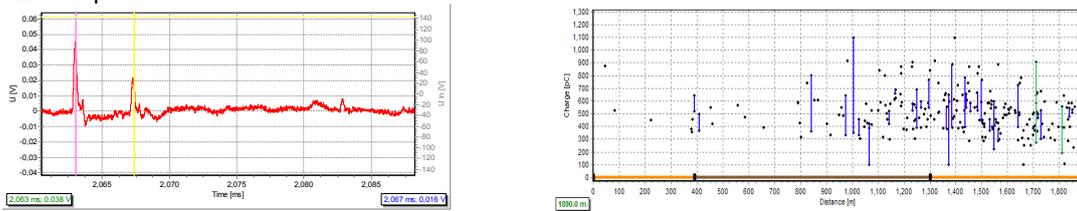
FIGURE 3

**PD Fault Location**

During the high voltage test the control and measuring software LDPS-Reso is displaying the time-dependent voltage signal and the PD Pattern simultaneously.

The time-dependent voltage signal will be created by cycle single shot of the applied AC test voltage. The PD Pattern will be created by PD signal evaluation of the continuously applied AC test voltage. The time-dependent voltage signal can be displayed zoomed to identify possible defects on the cable system under test. The zoomed PD signal shows additional to the direct pulse the reflected pulses coming from the far cable end.

Based on the actual wave propagation velocity, which was determined by the calibration procedure, the time scale of the record is converted into an equivalent length scale. This dimension ensures the information on the actual PD fault position.



A zoomed PD signal for PD fault location identification and the PD-position map as result of the signal evaluation.

**FIGURE 4**

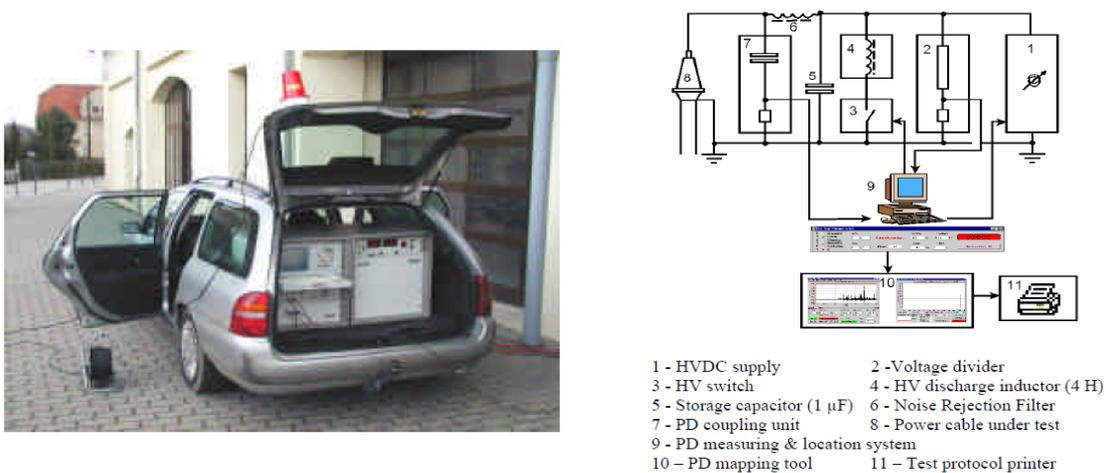
**1.2 Measuring principle DAC voltage**

The basic principle has already been presented in the past, but it shall be recalled here again briefly. Generally the voltage generation can be divided in the following two essential steps:

1. Charging the cable up to the specified test voltage level during a pre-stressing time of few seconds, which is similar to VLF conditions.
2. Discharging the cable via an inductance, which causes decaying oscillations where the frequency is close to the power frequency (50/60 Hz) AC voltage.

In particular, the application of DAC test voltages offers the following benefits:

- The long charging period of few seconds requires only a low power demand for energizing the cable capacitance, in general below 500 Watt. This ensures a compact and light-weight design of the HV test equipment, which can easily be transported in the field.
- The oscillating discharging period causes a voltage stress close to the conventional power frequency AC voltage. Hence the PD quantities, measured during this time, are well comparable to those, which appear under service condition.
- The damped AC exciting voltage avoids an overstressing of the insulation due to the short stressing time below one second and the comparatively low voltage level, generally below  $2 \times U_0$ . Under this condition the inducing of new PD defects is excluded which seems important for PD diagnostics of heavy aged cables.
- Combined with advanced tools for digital signal processing (DSP) and computer-aided data acquisition, the analysis and mapping of PD defects can be performed very cost-effectively.



CDA-30 (left), Schematic circuit diagram of the PD test facility CDA-30 (right)

**FIGURE 5**

A commercially available test facility, called CDA-30, is shown in Fig. 5. The HV test facility reported in Fig. 5 is equipped with a discharge inductor of 4 H and a storage capacitor of 1  $\mu\text{F}$ , which keep the maximum resonance frequency as low as 80 Hz, even if the cable length becomes shorter than 100 m. For the maximum recommended cable length of 4000 m the frequency decreases only to about 50 Hz. Due to this comparatively low frequency change the impact of variable oscillating frequencies on the PD occurrence can be neglected.

## 2 EXPERIENCE IN ON-SITE PD DIAGNOSTICS ON HV- AND EHV- POWER CABLES

For UHF PD measurements on cable accessories of HV- and EHV-XLPE insulated single core underground cable systems UHF PD measuring and monitoring equipment enabling on-line high sensitive continuous partial discharge has been designed.

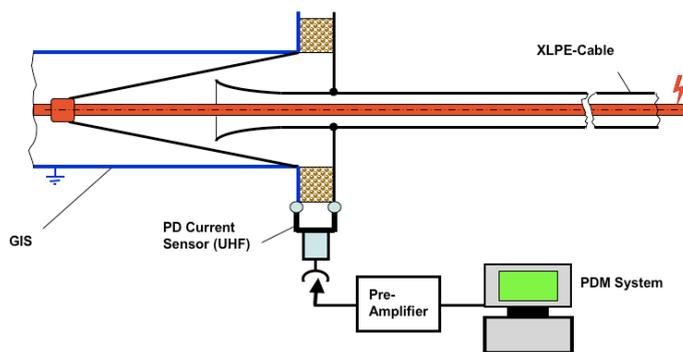
The test procedures recommended in the relevant standards IEC 60270 and IEC 60885-3 are not qualified for all site PD tests to get sensitive measuring results due to the pure signal-to-noise (S/N) ratio. This is mainly caused by the limitation of the upper measuring frequency below 500 kHz and the site noise conditions as well.

From a physical point of view, however, the S/N ratio can essentially be improved by increasing the measuring frequency much above 500 kHz and by using either a frequency selective signal processing or ultra wide band signal processing. Therefore the UHF PD measuring technology is increasingly used as an alternative.

Due to the strong attenuation of the higher frequency spectrum of PD pulses if traveling through long power cables it seems obvious that this technology works selective, i.e. the PD coupler has to be installed as close as possible to the supposed PD source.

Therefore the UHF method is advantageously applicable for checking the correct assembling work of power cables accessories, such as joints and terminations.

The UHF-PD measuring system is consisting of the instrument, the pre-amplifier and the UHF-PD-Sensor. A schematic diagram of the complete set-up is reported in Fig. 6. The attachment of the UHF-sensor to the GIS-cable termination is evident from Fig. 6.



HV Termination with Decoupling Loop

PD testing circuit acc. non-conventional measuring method. UHF-PD-Sensor connected at the HV- and EHV- Termination (Crossing Area: GIS - Power Cable)

FIGURE 6

In order to capture the very fast electromagnetic transients of PD events the lower section of the GIS-cable termination has been bridged by a measuring loop which is attached to the UHF sensor. Therefore PD defects close to the PD decoupling loop may well be recognized, whereas noises and even PD events far from the decoupling point are strongly attenuated, which ensures an excellent S/N ratio.

This arrangement can be considered as a short circuit between the grounded parts of the GIS enclosure and the cable termination, if only the lower frequency range is considered. In the UHF range, however, the resulting impedance becomes about 50  $\Omega$ , which ensures an excellent S/N ratio and thus a high PD detection sensitivity even under noisy on-site condition.

The output of the UHF sensor is connected via a coaxial measuring cable to a high-pass filter, which limits the measuring frequency range between about 300 MHz. A pre-amplifier installed at the UHF sensor is increasing the S/N ratio.

For PD pulse processing an UHF-Processing Unit with functionality similar to a spectrum analyzer as both 'ultra-wideband mode' and 'zero-span mode' is plugged-in in the PDM instrument.

The measuring frequency range of the ultra-wideband mode (UWB) is limited by the lower cut-off frequency  $f_{c,L} = 100$  MHz and the higher cut-off frequency  $f_{c,H} = 1$  GHz. The PD instruments the PD Guard/UHF as permanent monitoring device and the LDS-6/UHF as periodic monitoring device are working in the UWB-mode.

The measuring frequency in the zero span mode of the UHF Processing Unit is adjustable with a frequency bandwidth of 8 MHz in the frequency range of 110 MHz to 1700 MHz. The LDS-6/UHF configured in the zero-span-mode is used as periodic monitoring device.

The acquisition as well as the storage and the visualization of the PD data are performed by means of a computer-based PD monitoring system.

The results of the PD monitoring are further evaluated with different software tools which can easily be upgraded. For continuous monitoring the PD parameter (PD magnitude as peak value or as average value) is displayed and transmitted in real-time-mode.

All functions run in real-time and it is easy to analyze and evaluate the acquired RAW PD data with functions like:  $v(\text{phase})$ ,  $H(v, \text{phase})$ ,  $v(t)$ ,  $n(t)$ ,  $I(t)$ ,  $H(\text{phase})$ ,  $V_{\text{peak}}(\text{phase})$ ,  $V_{\text{mean}}(\text{phase})$  and  $H(v)$ . The windows-based control and analyzing software and the standard windows based. TCP/IP network allows an easy operation of the PD monitoring system.

It is possible to do continuous PD monitoring with an extreme high measuring dynamics well as phase resolved PD measurements. Also a PD signal representation, storage and evaluation of the PD pulses in combination with corresponding test voltage information can be performed.

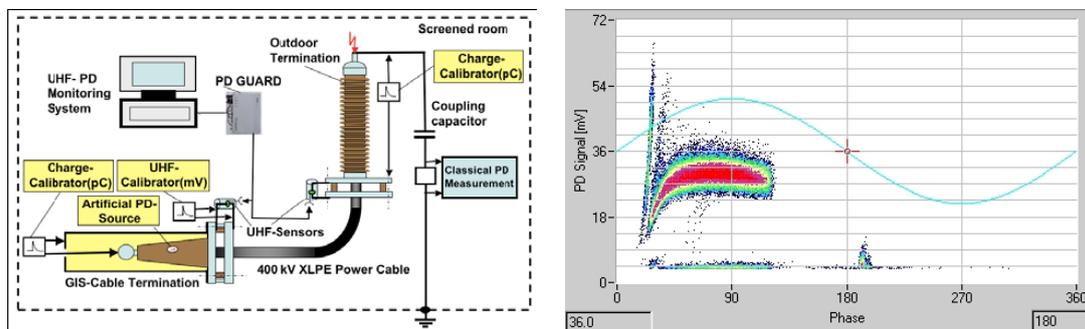
The permanent monitoring system is able to evaluate the signal trend of the partial discharges in a very high range. The measuring sensitivity is automatically controlled using the preamplifiers and the amplifiers. The communication system transmits the monitored data and alarm messages to a main control server via Ethernet TCP/IP network communications.

The resolution of the A/D-converter is 12 bit bipolar. The computer is able to store the partial discharge signals and the voltage signals by its internal memory and the control system can access this data frequently.

The control and monitoring program shows scope mode, trend mode, monitoring mode and setup mode. It allows easy operation by plant personnel on a daily basis (monitoring mode) and sophisticated evaluation by specialists in case of alarm (trend mode, scope mode and setup mode).

The described system operates in the UHF frequency domain hence the derived and evaluated output PD pulse magnitude is more a measure of the PD current amplitude and less of apparent charge as defined in IEC60270. Since the apparent charge is an established quantity for the severity evaluation of the partial discharge activity generally relating the both methods IEC60270 and UHF measurements is of interest. Scale factors would be affected by the shape of the captured PD pulses. The shape will be dependent on the PD source discharge physics and its position in relation to the UHF-sensor.

Comparative measurements according to IEC60270 and the UHF method were performed in the manufacturers HV laboratory. The "calibration" of the UHF measuring technique was performed by application of very fast pulses of a UHF pulse injector generating pulse rise times below 200 ps in the test arrangement in Fig. 7.



The calibration of the UHF-PD sensor was carried out in the manufacturer's laboratory (left)  
Typical phase resolved PD pattern of the artificial PD-source (right)

**FIGURE 7**

The best validity of the "calibration" results is achieved when the on-site arrangements are simulated in the laboratory as realistic as possible. Fig. 7 shows a typical phase resolved PD pattern of a in-build PD source chosen to be significant and meaningful for the given cable accessories. For comparison purposes the PD-peak value weighted as recommended in IEC 60270 was applied for both, the pC reading as well as for the mV reading.

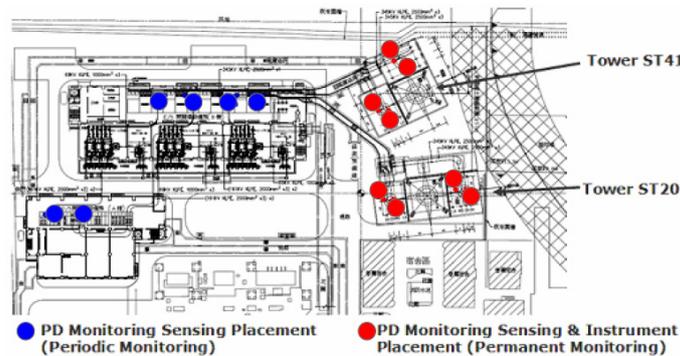
## 2.1 AC and PD commissioning test of a 345 KV XLPE cable system

UHF-PD-Monitoring and on-site-commissioning-test of 345 KV XLPE-insulated cable circuits at EHV Substation in Taiwan

### System Configuration and Test Application

Brugg Kabel AG, Switzerland, has been awarded and has successfully commissioned 345 KV cable project in Taiwan. The project consists of (figure 8):

- Four 325 KV XLPE cable systems for connections between the Overhead-Line and GIS of the 325 KV Substation lines with different short cable length
- Additional 3 power cable systems between GIS and Power Transformer
- Outdoor-sealing ends as well as GIS-sealing ends pre-fabricated and pre-tested stress-cones manufactured from silicone
- Complete 56 pcs installed UHF-PD sensors for permanent and periodic Monitoring,
- One complete On-line UHF-PD Monitoring System for the Outdoor-sealing end supplied by Doble Lemke GmbH (24 UHF-PD sensors at two Overhead-Line Towers)



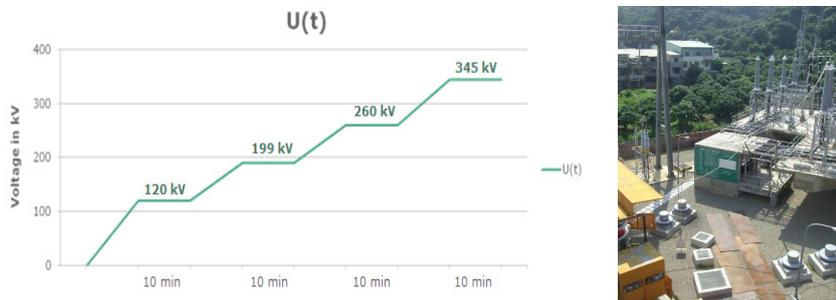
Sensor- and Instrumentation- Arrangement for PD Monitoring of the 345 KV Substation

FIGURE 8

The PD monitoring system has been designed to monitor the PD signals continuously at the outdoor-sealing ends both overhead-line towers as permanent monitoring. The indoor GIS-sealing ends will be monitored periodic annually once. Within the first two years after system energization the GIS-sealing ends will be monitored twice the year.

### Test Procedure and Test Application for the AC- and PD- Commissioning Test

In agreement with the end-user the test procedure for power cables has been performed as follow (Fig. 9): increase the voltage in steps of 50 KV and observe the PD signals as well as the PD pattern at each voltage level. At the voltage level 120KV, 199KV ( $U_0$ ), 260KV, 345KV ( $1.7U_0$ ) takes PD-recordings during 10-15 minutes. At each voltage level the PD pattern have been observed to check the power cable accessories under test concerning PD phenomena.

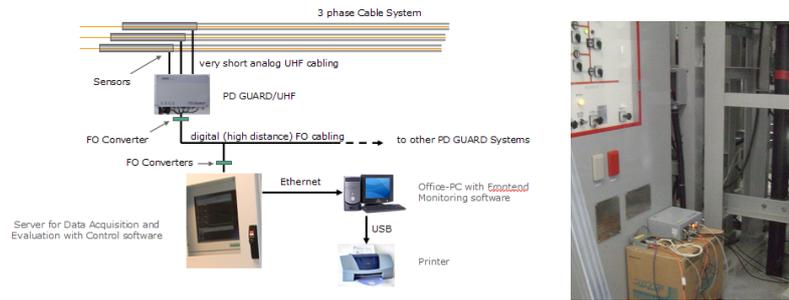


Test condition for on-site AC test combined with a selective on-site PD test at the substation.  
AC resonance test set connected to the power cable under test.

FIGURE 9

The PD commissioning test has been performed with the monitoring instruments PD Guard/UHF as installed permanently at the outdoor sealing-ends (Fig. 10). The indoor GIS-sealing ends have been checked with temporary measuring instrumentation. All measured PD signals, max. 6 measuring signals during the

commissioning test of each cable phase separately, have been monitored and observed at the data acquisition server located in the control room.



Application layout for permanent PD Monitoring at EHV substation, Wufong. Temporary measuring instrumentation at the GIS-sealing ends.

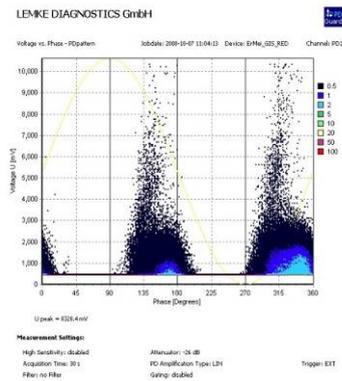
FIGURE 10

**Test results**

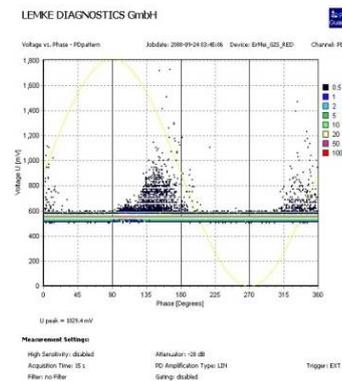
During the AC- and PD commissioning tests at the 345 KV substation abnormal discharge appearances has been recognized at two GIS-sealing ends (Fig. 11). Increased phase correlated pulses have been observed on the terminations GIS A+ and GIS B- at one phase. Phase-resolved PD Pattern, which have a typical signature for real PD events, could be observed.

Due to the short link connection via busbar, 4 m distance, between GIS A+ and GIS B- sealing ends the PD signals coupled over from one to another one. To confirm the cross-over coupling and to isolate the PD phenomena the link from the GIS B- sealing end has been opened. It could be clearly assigned that the typical PD appearances have the origin at the GIS A+ sealing end. The phase-resolved PD Pattern are showing significantly PD behaviour with triangular and symmetrically PD appearances.

**GIS A+**



**GIS B-**



Phase resolved PD pattern recorded at 199 KV test voltage. Clearly assigned PD phenomena at GIS A+, cross-over coupling at GIS B-

FIGURE 11

Due to the observed typically PD pattern during the AC- and PD- commissioning test it has been decided to open the sealing end at GIS A+ to inspect the termination assembly. After de-assembly of the sealing end tracking path on the cable insulation has been discovered caused by improper termination assembling work (Fig. 12). Foreign matter, a small piece of tape layer, initiated discharges with the tracking path in the insulation as result.



Tracking path as reason for partial discharges caused by foreign matter in the high voltage insulation system

FIGURE 12

After re-assembling of the GIS A+ sealing end the AC- and PD commissioning test has been repeated with no relevant discharges above the baseline. All tested power cable accessories have been assessed PD-free under operation voltage.

## 2.2 Periodic PD Monitoring as Quality Check

Periodic UHF-PD-Monitoring and inspection-test of 230 KV XLPE-insulated power cable accessories in a substation in Saudi Arabia.

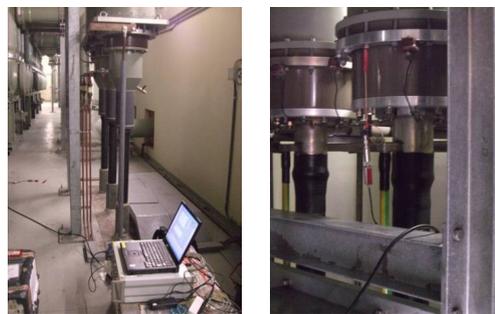
### *System Configuration*

Two sets of GIS-sealing ends of 230 KV XLPE power cable system has been inspected and monitored during a one-year-period:

- Six 230 KV GIS-sealing end at two circuits side by side (circuit A and circuit B)

### *Test Instrumentation and -Sequence*

The used instruments to perform the quality check consist of the PD measuring Instrument LDS-6/UHF configured in zero-span- and ultra- wideband mode, Pre-Amplifier LDA-5/GIS, Voltage Generator LDC-7/UHF, UHF-PD-sensor (Fig. 13).

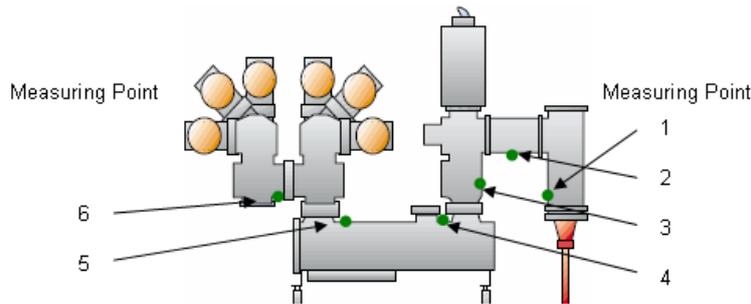


Measuring setup for the power cable accessories insulation check by using PD monitoring instrumentation: the PD instrument LDS-6/UHF as portable version and the UHF-PD-sensor are displayed.

**FIGURE 13**

The PD-recordings has been taken during the GIS is in service condition. The UHF-PD-sensor has been installed with no outage during the GIS is energized. The test sequence has been performed at each sealing end as follow.

1. Setup of the PDM system LDS-6/UHF incl. the UHF-PD-sensor (voltage synchronization by using the external Trigger, real synchronized voltage derived from the investigated circuit, of the PD Instrument performed at all circuits)
2. Frequency analysis for determination of the measuring frequency (only for zero-span-mode measurement required)
3. Instrument performance check by using the voltage generator LDC-7/UHF
4. Recording of the measuring signals for the measuring cycle of 120 seconds (ultra-wideband-mode measurements and zero-span-mode measurements have been performed at all circuits)
5. For localization purposes and confirmation of UHF-PD-measuring series 2: recordings of acoustic signals captured by the acoustic insulation analyzer AIA100, from Doble Transinor, at six measuring points according picture per phase (Fig. 14)
6. Evaluation of the measuring recordings by using the LDS-6/UHF analysis software: PD pattern recognition and replay-mode for signal evaluation



Schematic Overview of the investigated GIS, GIS-sealing ends both circuits A and B.

FIGURE 14

The following table is reporting the measuring sequences both test series within the one-year-monitoring-period:

TABLE 2

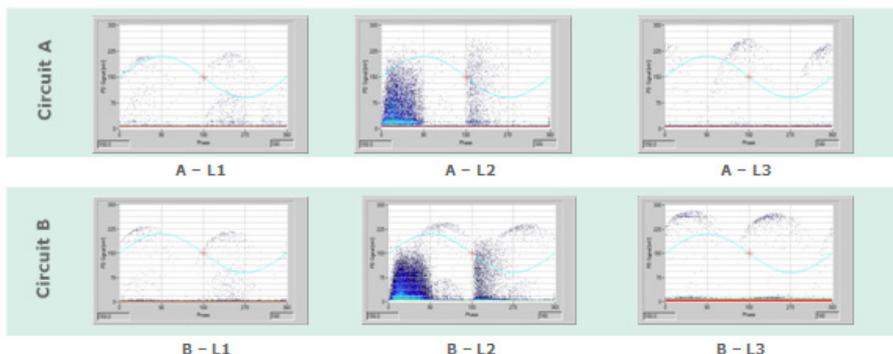
Test configurations to perform the periodic PD monitoring

Switching Operation	Measuring series as part of the periodic monitoring	Status	Measuring method	Instrumentation
1	Initial measurement (quality check)	Circuit A energized Circuit B energized	Electrical	LDS-6/UHF (zero-span-mode, UWB)
2	Nine-month later	Circuit A: deenergized <i>(circuit breaker and busbar disconnecter open, circuit disconnecter closed)</i> Circuit B: in service	Electrical Acoustic	LDS-6/UHF (zero-span-mode, UWB) AIA100
3	Nine-month later	Circuit A in service Circuit B: deenergized <i>(circuit breaker and busbar disconnecter open, circuit disconnecter closed)</i>	Electrical Acoustic	LDS-6/UHF (zero-span-mode, UWB) AIA100

*First Test Series, Quality Check after System Assembling of the GIS-Sealing Ends*

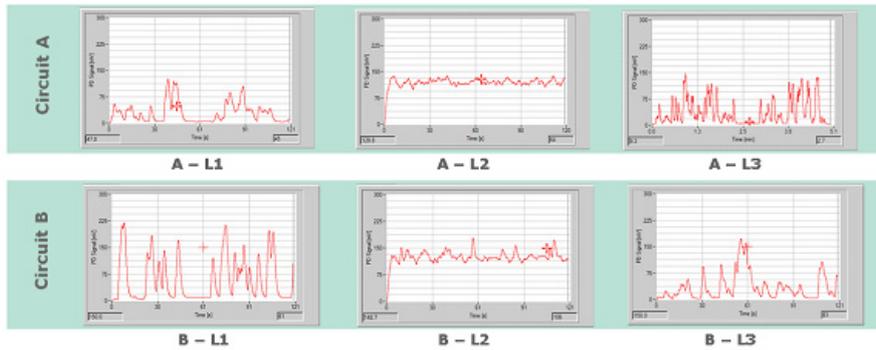
Based on the below reported test results it can be concluded, that the GIS-sealing ends both investigated circuit at each phase L2 have critical PD levels above the detection sensitivity of about 20 mV.

Noises appearing either stochastically or phase-correlated could clearly be identified as external disturbances, due to further investigative site measurements and deeper analysis of the captured data by the 'Replay-Mode' of the digital PD measuring system LDS-6/UHF. It could be excluded the origin of these PD pattern are not generated by the power transformers connected to the power cable via the GIS and not from the GIS-busbar system connected from the GIS sealing ends to the power transformer.



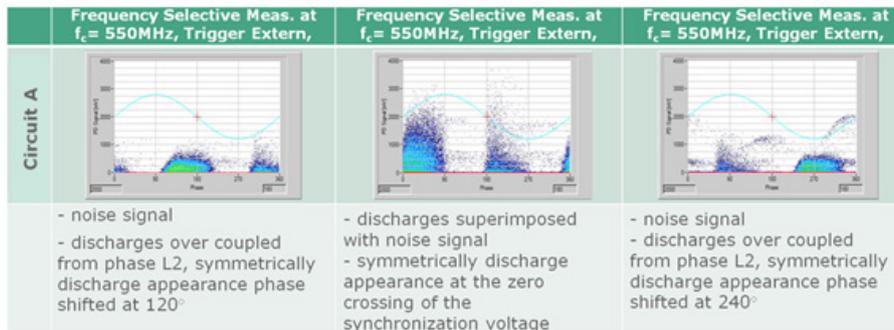
Tabulated recorded phase resolved PD pattern; circuit A in service, circuit B in service. (UWB-recording)

FIGURE 15



Tabulated recorded diagrams PD signal vs. time, constant PD level at phase L2 at each circuit; circuit A in service, circuit B in service. (UWB-recording)

FIGURE 16



Tabulated recorded phase resolved PD pattern - circuit A in service. (zero-span-recording)

FIGURE 17

Further investigations at the GIS have been recommended by using switching operation of GIS parts resp. compartments. In addition alternatively decoupling points at the GIS has been advised to use for comparison of both PD magnitudes and PD pattern to investigate where the pattern are created.

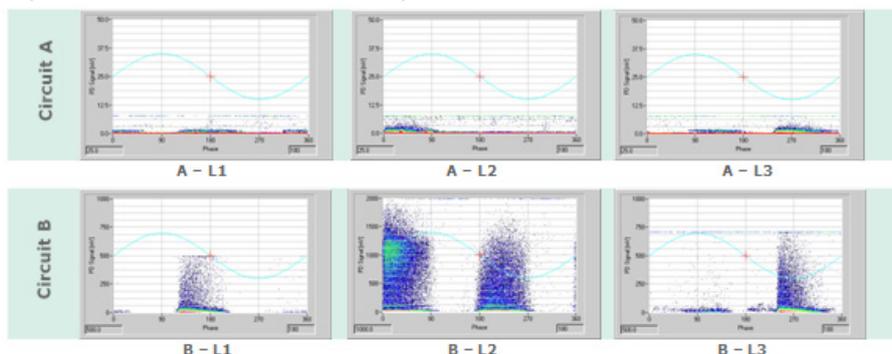
*Second Test Series, Inspection Test as part of periodic PD Monitoring*

As result of the first test series it has been decided to repeat the PD measurements after a period of 9 month as part of periodic PD monitoring. To confirm the first measuring results from the quality check as well as to find the PD origin the GIS system has been switched in different configurations.

The recorded PD patterns at the phase L2 are symmetrically located in the zero crossing up to sine wave maxima area of the applied service voltage. Due to the true voltage synchronization - external voltage triggering to the service voltage applied to cable system - the occurrence of the recognised PD Pattern could clearly assigned to phase L2.

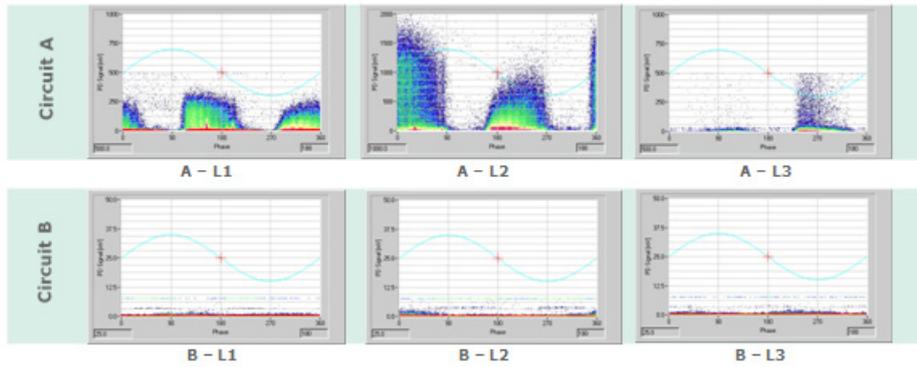
The PD pattern appearance at phase L2 looks like the same for both circuit A and circuit B. The magnitudes are nearly of the same levels. That is why signal cross-coupling from one system to another can be excluded.

Whereas with a sole disconnection (circuit breaker / busbar disconnector opened) the signals have still been detected in the same range, no significant discharges exceeding the noise level could be measured at the appropriate sealing ends when a circuit was not energized.



Tabulated recorded phase resolved PD pattern; circuit A de-energized and disconnected, circuit B in service. (UWB-recording)

FIGURE 18



Tabulated recorded phase resolved PD pattern; circuit A in service, circuit B de-energized and disconnected. (UWB-recording)

**FIGURE 19**

Acoustic measurements has been performed as part of the second measuring series. The following tabulated acoustic measuring data confirmed the measuring results have been taken by the UHF-PD-monitoring that the PD origin is located in the GIS-sealing ends, at each investigated circuit phase L2:

Circuit A	Phase	at Measuring Point in mV					
		1	2	3	4	5	6
	L1	315	315	2050	300	375	820
	L2	305	390	295	450	420	600
	L3	340	285	335	1720	425	530

Circuit A	Phase	at Measuring Point in mV					
		1	2	3	4	5	6
	L1	1150	830	905	470	435	395
	L2	3900	1750	740	415	385	420
	L3	940	630	880	495	375	375

Circuit B	Phase	at Measuring Point in mV					
		1	2	3	4	5	6
	L1	1470	950	1800	680	870	770
	L2	4500	2700	1550	520	710	900
	L3	2400	1000	1130	535	630	1305

Circuit B	Phase	at Measuring Point in mV					
		1	2	3	4	5	6
	L1	395	365	375	545	280	425
	L2	385	395	420	415	295	330
	L3	370	360	330	400	295	345

Circuit A de-energized and disconnected, circuit B in service.

Circuit A in service, circuit B de-energized and disconnected

Tabulated measured averaged Peak values by using the acoustic instrument, type AIA100, at the different measuring points as shown in figure Fig 18 above

**FIGURE 20**

Using the acoustic measurement the highest values are those at L2 of energized cable systems. Peak values have been recognized at measuring point 1 and values decrease the further a measuring point is away from the sealing end. In conclusion of the monitoring results the suspected GIS-sealing at phase L2 ends have been opened, the PD source inside both terminations has been confirmed. The GIS-sealing ends have been re-assembled.

### 3 CONCLUSION

The knowledge of the insulation condition of power cables is of increasing importance to assure a reliable network operation. A key tool in this respect is the preventive PD diagnostics.

Practical experiences in on-site PD diagnostics of MV power cables showed, that for most cases a measuring sensitivity of few tens of pC is sufficient. Under this condition the well proven IEC measuring circuit can be applied for both, PD detection and location the PD sites. In this context tests under both damped AC (DAC) voltages and variable frequency resonant (VFR) voltages can be considered as a cost-effective alternative for conventional power frequency (50/60 Hz) exciting voltages, because the inception voltages as well as the apparent charge magnitudes and the characteristic PD patterns are well comparable for those kinds of voltages.

For on-site PD diagnostics of polymeric HV cables a measuring sensitivity as low as few pC is required. This cannot be realized for the complete cable lines. Hence, only the accessories are PD tested after-laying in order to verify the proper assembling work. The measuring frequency is generally chosen in the UHF range, which ensures a sufficient high signal-to-noise ratio. As can be seen from the different case studies as above, there a PD monitoring technology at power cable accessories has been approved as a valuable monitoring and diagnostic tool for judgment the assembling work of HV- and EHV power cable terminations.

It has been shown that undesirable failures can be prevented if suitable measuring methods will be applied for commissioning- and inspection tests at power cable systems. A monitoring-schedule will allow a reduction in unscheduled outages and allows early repairs before an undesirable irreversible failure occurs.

## REFERENCES

- [1] High-voltage test techniques- Partial discharge measurements (IEC 60270-2000, third edition)
- [2] Test methods for partial discharge measurements of extruded power cables. IEC 60885-3 (1989)
- [3] CIGRE TF 15/33.03.05, "PD Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method", Electra No.183, April 1999
- [4] E. Lemke: PD probe measuring technique for on-site diagnosis tests of HV equipment. 6<sup>th</sup> ISH New Orleans (1989) paper 15.08
- [5] H.D. Schlemper, R. Kurrer, K. Feser: Sensitivity of on-site partial discharge detection in GIS. 8<sup>th</sup> ISH Yokohama (1993) 3, pp. 157-160
- [6] D. Pommerenke, I. Krage, W. Kalkner, E. Lemke, P. Schmiegel: On-site PD measurement on high voltage cable accessories using integrated sensors. 9<sup>th</sup> ISH Graz (1995) paper 5608-1
- [7] J.S. Pearson, O. Farish, B.F. Hampton, M.D. Judd, D. Templeton, B.M. Pryor, I.M. Welch: Partial discharge diagnostics for gasinsulated substations. IEEE Trans. Dielectrics and El. Insulation 2 (1995) pp. 893-905
- [8] S. Meijer, E. Gulski, J.J. Smit, R. Brooks: Comparison of conventional and VHF/UHF partial discharge detection method. 10<sup>th</sup> ISH Montreal (1997) 4, pp. 187-190
- [9] E. Lemke, Th. Strehl, M. Boltze: Advanced diagnostic tool for PD fault location in power cables using the CDA technology. 13<sup>th</sup> ISH Bangalore (2001)
- [10] K. Raja, F. Devaux, S. Lelaidier: Recognition of discharge sources using UHF PD signatures. IEEE EL. Ins. Magazine 18 (2002) 5, pp. 8-14
- [11] E. Lemke, H. Elze, W. Weissenberg: Experience in PD diagnosis tests of HV cable terminations in service using the ultra-wide band PD probing. 14<sup>th</sup> ISH Deft (2003)
- [12] M. Boltze, E. Lemke, Th. Strehl: Comparative PD measurements under damped and continuous AC energizing voltages with respect to preventive on-site PD diagnosis tests of medium voltage power cables. 14<sup>th</sup> ISH Deft (2003)
- [13] W. Weissenberg, Toni Wunderlin, Oldrich Sekula, T. Strehl, H. Elze, S. Markalous: UHF-PD-Monitoring and on-site-commissioning-test of 400 kV XLPE-insulated cable circuits at Jebel Ali / Dubai. Jicable (2007)
- [14] Lemke, Berlijn, Strehl, Rizzi, Pultrum, Gulski, Muhr, Rickmann, Hauschild: Guide for PD Measurements in Compliance to IEC 60270. CIGRE D1.33, ELECTRA 2008, No. 241, December (2008)
- [15] E. Lemke, T. Strehl, W. Weissenberg, S. Markalous: Ultra-Wide-Band PD Diagnostics of Cable Terminations in Service. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Magazine, (2008)
- [16] M. Boltze, S. Markalous, A. Bolliger, O. Ciprietti, J. Chiu: On-line Partial Discharge Monitoring and Diagnosis at Power Cables. 76<sup>th</sup> Annual International Doble Client Conference (2009)



## **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung zur Netzintegration von Offshore Windparks**

**Raphael Görner**  
ABB AG  
Raphael.Goerner@de.abb.com  
Deutschland

### **KURZFASSUNG**

**Die Windkraft ist heute eine der wichtigsten erneuerbaren Energiequellen. Ende 2008 betrug die weltweit installierte Leistung insgesamt rund 121 GW bei einem Offshore-Anteil von nur 1,5 GW. In den kommenden fünf Jahren wird allerdings ein Anstieg von über 1 GW pro Jahr erwartet, wovon der größte Teil auf etwa 100 in Europa geplante Offshore-Windparks entfällt. Da viele dieser Anlagen recht weit von der Küste entfernt in einer extrem rauen Umgebung entstehen, sind bei deren Konstruktion, Bau und Betrieb besondere Fertigkeiten gefragt. Mit über 20 Jahren Erfahrung in der Windenergiebranche verfügt ABB über umfassende Kenntnisse sowohl im Bereich der Windenergieanlagen als auch der Stromnetze. Auf der Basis dieses Wissens hat das Unternehmen ein detailliertes Konzept zur Anbindung eines der größten und am weitesten von der Küste entfernten Offshore-Windparks der Welt an das deutsche Stromnetz entwickelt. Zum ersten Mal kommt dabei die innovative und umweltfreundliche HVDC Light<sup>®</sup>-Technologie in einer solchen Anwendung zum Einsatz.**

## 1 EINLEITUNG

Ende 2008 lag der europäische Anteil an der weltweit installierten Windkraftleistung von 121 GW noch bei über 65 GW. In den letzten Jahren haben sich jedoch die USA und China zu den größten Märkten für Windenergieanlagen entwickelt. So wurden allein in den USA im Jahr 2008 rund 8,3 GW installiert. China, das bis vor Kurzem fast keine Windenergieanlagen besaß, entwickelte sich 2008 mit über 6,3 GW zum zweitgrößten Markt. Laut einiger Prognosen wird sich die installierte Leistung in den USA und Asien bis zum Jahr 2012 verdreifachen. In Europa wird bis 2012 immerhin eine Verdopplung der Leistung erwartet, was teilweise auf den Austausch älterer Windenergieanlagen gegen größere und effizientere Anlagen zurückzuführen ist. Mit einer installierten Leistung von etwas mehr als 1,5 GW (Stand Ende 2008), die sich größtenteils auf einige wenige europäische Länder konzentriert, ist der Offshore-Anteil am weltweiten Windenergiemarkt relativ gering. Hier wird in den nächsten fünf Jahren ein Anstieg von über 1 GW pro Jahr erwartet, der angesichts des geplanten Baus großer Windparks vor der deutschen Küste in den kommenden Jahren noch deutlich zunehmen wird.

## 2 OFFSHORE VS. ONSHORE

Generell ist die erforderliche elektrische Infrastruktur beim Bau von Offshore-Anlagen umfangreicher als bei Windparks an Land. Zudem sind die Auslegung und die Installation der elektrischen Anlagen aufgrund der rauen Umgebung und der hohen

Anforderungen an die Zuverlässigkeit wesentlich anspruchsvoller. Hinzu kommt, dass Austausch- und Reparaturarbeiten in der Regel recht teuer und witterungsabhängig sind. In Offshore-Projekten werden normalerweise größere Windenergieanlagen eingesetzt, die nicht selten über 500 m voneinander entfernt errichtet werden müssen. Verbunden werden die Anlagen über ein Unterwasser-Mittelspannungskabelnetz (oft 24 oder 36 kV AC), in dem der Strom gesammelt und anschließend zu einem geeigneten Anschlusspunkt an das Landnetz übertragen wird. Je nach Größe des Parks und Entfernung zur Küste kann dies mit Mittel- oder Hochspannung (z. B. 130 kV AC) erfolgen. Für große, weit vor der Küste gelegene Parks ist die Wechselstromübertragung aufgrund der hohen Kabelkapazität jedoch nicht geeignet. In diesem Fall wäre bereits die gesamte Übertragungskapazität der Verbindung erforderlich, um das Kabel aufzuladen, und der eigentliche Transport elektrischer Leistung somit unmöglich. Bei der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) entfällt dieses Problem, und für die Anbindung großer Windparks an das Übertragungsnetz über eine Entfernung von 50 bis 100 km bietet sich die „HVDC Light“ HGÜ-Technologie als geeignete Lösung an.

## 3 DIE HVDC LIGHT TECHNOLOGIE

HVDC Light basiert auf Spannungszwischenkreis-Umrichtern (Voltage Source Converters, VSCs) mit in Reihe geschalteten Leistungstransistoren. Damit lassen sich die Umrichter in der Lage, Spannungen zu bewältigen, die zuvor unerreichbar waren. Diese Technologie eignet sich zur Energieübertragung und Blindleistungskompensation sowie zur Kompensation von Oberschwingungen und Flicker. Eine HVDC Light-Station umfasst den Umrichter, AC- und DC-Schaltfelder, Filter und ein Kühlsystem. Der HVDC Light-Umrichter basiert auf einem 2-Level-Umrichter mit einem geerdeten Kondensator am Mittelpunkt, der dafür sorgt, dass während des stationären und dynamischen Betriebs nur äußerst niedrige Erdströme induziert werden. Dies ist ein wichtiges Merkmal für den Einsatz eines HGÜ-Systems in einer Offshore-Umgebung, da für diese Art der Installation keinerlei Kathodenschutz erforderlich ist. Bei der VSC-basierten HGÜ wird der sinusförmige Spannungsverlauf durch Pulsweitenmodulation (PWM) erzeugt. Damit kann die Höhe und Phase der Spannung innerhalb der systembedingten Grenzen frei und nahezu ohne Verzögerung geregelt werden. Dies ermöglicht eine unabhängige und schnelle Regelung der Wirk- und Blindleistung bei geringen Oberschwingungen auch in schwachen Netzen. Üblicherweise regelt jede Station ihren Blindleistungsbeitrag – sowohl induktiv als auch kapazitiv – unabhängig von der anderen Station. Die Wirkleistung kann stufenlos und nahezu verzögerungsfrei von „volle Leistungsabgabe“ bis „volle Leistungsaufnahme“ geregelt

werden. Allerdings muss der Wirkleistungsfluss durch das HGÜ-System ausgeglichen sein<sup>1</sup>. Besteht ein Unterschied zwischen Leistungsaufnahme und Leistungsabgabe, kommt es zu einem schnellen Anstieg bzw. Abfall der Gleichspannung. Der Ausgleich wird nicht durch Telekommunikation, sondern einfach mithilfe von DC-Spannungsmessungen erreicht: Eine Station regelt die Gleichspannung durch Anpassung ihrer Leistung, während die andere die übertragene Leistung innerhalb der Kapazitätsgrenzen des HVDC Light-Systems beliebig anpasst. Aus Systemsicht wirkt der VSC wie ein trägheitsfreier Motor bzw. Generator, der die Wirk- und Blindleistung nahezu verzögerungsfrei regeln kann. Außerdem trägt er nicht zur Kurzschlussleistung bei, da der Wechselstrom regelbar ist.

#### 4 INTEGRATION VON OFFSHORE WINDPARKS

Eine HVDC Light-Umrichterstation kann eine Spannung mit beliebig regelbarer Amplitude und Phase erzeugen. Diese Eigenschaft ist besonders beim Hochfahren eines Offshore-Netzes nützlich. Zu Beginn kann der Umrichter in der Offshore-Station als Generator im Frequenzregelungsmodus verwendet werden, um eine Wechselspannung mit der gewünschten Amplitude und Frequenz zu erzeugen. Diese wird gleichmäßig erhöht, um transiente Überspannungen und Einschaltströme zu verhindern. Die Windenergieanlagen werden automatisch mit dem Offshore-Netz verbunden, wenn für eine bestimmte Zeit die korrekte Wechselspannung erkannt wurde. Diese Funktionalität kann mit der klassischen thyristorbasierten HGÜ nicht realisiert werden, da hier eine starke Leitungsspannung für die Kommutierung der Thyristoren erforderlich ist. Um dies zu umgehen, muss das Übertragungssystem auf der Windparkseite über einen Hilfsgenerator, einen Phasenschieber oder einen statischen synchronen Kompensator (STATCOM) verfügen, die nicht nur sperrig, sondern auch teuer sind. Auf ähnliche Weise kann eine HVDC Light-Verbindung auch zur Netzwiederherstellung nach einem Blackout genutzt werden. Bei einem Blackout trennt sich der Umrichter automatisch vom Netz und arbeitet mit „Eigenbedarfsleistung“ weiter. Dies ist möglich, weil der Stromrichtertransformator mit einer speziellen Hilfswicklung ausgestattet ist, die die Umrichterstation versorgt. Falls erforderlich, kann der Umrichter auch manuell im Schwarzstartmodus hochgefahren werden<sup>2</sup>.

#### 5 EINHALTUNG VON NETZANSCHLUSSREGELN

Mit zunehmendem Anteil der Windkraft an der weltweiten Stromerzeugung werden auch die Regeln für den Netzanschluss (der sog. Grid Code<sup>3</sup>) immer strenger. Die meisten aktuellen Regelwerke fordern sogenannte „Ride-Through“-Fähigkeiten bei Störungen oder Spannungsabfällen. Das bedeutet, dass eine Windenergieanlage bzw. ein Windpark in der Lage sein muss, plötzliche Spannungsabfälle auf 15 % (und in manchen Fällen sogar 0 %) der nominalen Netzspannung bis zu 150 ms lang zu überstehen. Es wird erwartet, dass in Zukunft auch entsprechende Anforderungen an das Frequenzverhalten gestellt werden (d. h. die Ausgangsleistung des Windparks soll erhöht werden, wenn die Netzfrequenz sinkt und umgekehrt). Bei einem über eine HVDC Light-Verbindung angeschlossenen Windpark kann die Frequenzregelung über eine Telekommunikationsverbindung realisiert werden, über die auch die momentane Hauptnetzfrequenz sowie andere Variablen zwischen dem Stromnetz und dem Windpark übermittelt werden. Da sich die Amplitude, Frequenz und Phase der Spannung im Windparknetz vollständig vom VSC regeln lassen, kann die Hauptnetzfrequenz ohne nennenswerte Verzögerung auf das Windparknetz „gespiegelt“ werden. Sinkt die Spannung im Hauptnetz, wird die Leistungsüber-

---

<sup>1</sup> Das heißt, die von der Gleichstromverbindung abgegebene Wirkleistung muss der aufgenommenen Wirkleistung abzüglich der Verluste im HVDC Light-System entsprechen.

<sup>2</sup> Die Übertragungsverbindung kann aus einem leistungslosen Zustand ohne Stromerzeugung durch die Windkraftanlagen auf der Offshore-Seite hochgefahren werden.

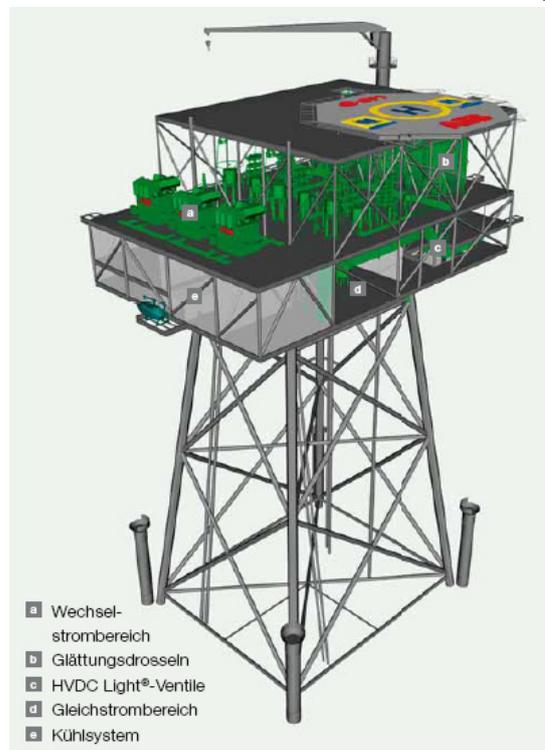
<sup>3</sup> Dies sind die Regeln der Übertragungsnetzbetreiber für den Anschluss von Windparks an das Stromnetz.

tragungskapazität aufgrund der Strombegrenzung des als Wechselrichter fungierenden VSC um einen ähnlichen Anteil reduziert. In einem „normalen“ HVDC Light-System, das zwei Übertragungsnetze miteinander verbindet, wird in einem solchen Fall die Eingangsleistung des als Gleichrichter fungierenden VSC durch Regelung des Stroms mithilfe eines geschlossenen Regelkreises sofort gesenkt. Wird jedoch in einem relativ schwachen Windparknetz die Eingangsleistung des gleichrichtenden VSC rasch gesenkt, kann dies zu einem starken Spannungsanstieg im Windparknetz führen, was wiederum die Abschaltung des VSC und/oder der Windenergieanlagen zur Folge hat. Eine mögliche Lösung besteht darin, den Anlagen über die Netzspannung des Windparks zu signalisieren, dass ihre Ausgangsleistung so schnell wie möglich gesenkt werden sollte. Aufgrund der niedrigen Gleichstromkapazität kann die Gleichspannung bei einer Unterbrechung des Leistungsflusses jedoch innerhalb von 5–10 ms auf einen unzulässig hohen Wert ansteigen (z. B. 30 % Überspannung, was dem Auslösewert der Schutzeinrichtungen entspricht). Deshalb müssen die Anlagen in der Lage sein, einen solchen Zustand zu erkennen und ihre Ausgangsleistung innerhalb dieses Zeitfensters zu senken. Alternativ kann auch ein Gleichstrom-Chopper<sup>4</sup> eingesetzt werden, um die überschüssige Energie abzuführen, die nicht vom als Wechselrichter fungierenden VSC übertragen werden kann. So kommt es zu keiner abrupten Veränderung der Ausgangsleistung, und die auf die Windenergieanlagen wirkende Störung wird minimiert. Die Senkung der Ausgangsleistung der Windenergieanlagen gilt als relativ schnelle und wirksame Methode, die natürlich von der Reaktion der Anlagen auf Spannungsschwankungen abhängt. Ein Gleichstrom-Chopper hingegen ist eine robustere Lösung, da er unabhängig vom Anlagentyp immer gleich funktioniert. Hinzu kommt, dass eine HVDC Light-Verbindung mit einem Chopper das Windparknetz von der Störung und anderen transienten Vorgängen im Hauptnetz entkoppelt, was die mechanische Belastung der Anlagenkomponenten reduziert.

## 6 BORWIN1 – DAS ERSTE PROJEKT SEINER ART

Im Offshore-Windpark-Cluster „BorWin“, ca. 125 km vor der Nordseeküste, liegt der weltweit erste Offshore-Windpark der über eine HGÜ-Verbindung in das deutsche Stromnetz wird. Diese moderne, umweltfreundliche Technologie mit sehr schwachen elektromagnetischen Feldern, ölfreien Kabeln und kompakten Umrichterstationen ermöglicht eine Senkung der Übertragungsverluste um bis zu 25 %. Die zunächst für 400 MW ausgelegte Verbindung ist ein wichtiger Beitrag zu der von der Bundesregierung angestrebten Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von derzeit 15 % auf 25-30 % bis zum Jahr 2030. Die Netzanbindung soll nach einer Bauzeit von rund zwei Jahren Ende 2009 in Betrieb gehen.

Der Wechselstrombereich umfasst die Transformatoren, Leistungsschalter und Oberschwingungsfiler. Bei den HVDC Light-Transformatoren sind im Vergleich zu Standard-Leistungstransformatoren dieser Größe nur geringfügige konstruktive Anpassungen erforderlich, da der Oberschwingungsfiler die elektrischen Störungen vom Umrichter nahezu vollständig beseitigt. Die Glättungsdrosseln dienen zur Filterung und spielen außerdem eine wichtige Rolle als Reaktanz für die Regelung des HVDC Light-Systems. Die Gleichrichtung des Wechselstroms erfolgt mithilfe von HVDC Light-Ventilen. Für jede Phase gibt es



<sup>4</sup> Ein Chopper ist ein Widerstand im Gleichstromkreis mit hoher Energieaufnahmefähigkeit, der bei Netzstörungen die überschüssige Energie abführt, wenn keine Leistungsübertragung möglich ist.

zwei Container, in denen die IGBT-Ventile, Gleichstromkondensatoren und Durchführungen untergebracht sind. Das redundant ausgeführte, fortschrittliche Schutz- und Leittechniksystem MACH 2<sup>TM</sup> ist in zwei Containern unterhalb der Ventile untergebracht. Im Gleichstrombereich findet die Anbindung der Kabel statt. Vor hier aus geht es über 125 km Seekabel und 75 km Erdkabel zur anderen HVDC Light-Umrichterstation. Eine Kühlanlage sorgt für die richtige Betriebstemperatur der HVDC Light-Ventile. Der Chopper-Widerstand ermöglicht eine schnelle Reduktion der Wirkleistung bei Störungen im Wechselstromnetz.

## 7 AUSBLICK

Die Leistungsfähigkeit von Umrichtern für Windenergieanlagen hat sich im Laufe der Jahre deutlich verbessert. Sie ermöglichen die Anbindung von Windenergieanlagen an Übertragungsnetze und helfen, Lastspitzen in der Stromerzeugung abzufangen. Dadurch, dass HVDC Light in der Lage ist, die Anlagen wirksam von Übertragungsnetz zu entkoppeln, könnten einige der Standardeinrichtungen heutiger Windenergieanlagen überflüssig werden. Dank der guten Regelbarkeit von HVDC Light und der Möglichkeit zur Optimierung des Stromnetzes innerhalb eines Windparks könnten einfachere (und somit kostengünstigere) und robustere Umrichtersysteme eingesetzt werden. Aus der Fähigkeit von HVDC Light zur Entkopplung des Windparks ergeben sich verschiedene Möglichkeiten für das interne Netz des Windparks. Eine HVDC Light-Umrichterstation folgt normalerweise der Wechselspannung der angeschlossenen Netze. Die Höhe und Frequenz dieser Spannung werden von den Leitsystemen der Erzeugungseinheiten bestimmt. Die Offshore-Umrichterstation könnte jedoch auch zur Optimierung der Stromerzeugung im Windpark verwendet werden, indem sie die Netzfrequenz und –spannung gegen einen vom Windpark-Leitsystem vorgegebenen Sollwert regelt. Für den Betrieb mit variabler Frequenz an einem Ende und fester Netzfrequenz am anderen Ende ist keine zusätzliche Ausrüstung erforderlich. Allgemein gelten für Windparks die gleichen Konstruktionsprinzipien wie bei normalen Übertragungssystemen. Auf ähnliche Weise könnte das interne Windparknetz auch für den Gleichstrombetrieb mit einer geeigneten Spannung ausgelegt werden. Dies würde eine bessere Nutzung der Kabel und geringere Verluste pro MW erzeugter Leistung bedeuten, da vor allem die Blindleistung wegfällt. Der einzige Nachteil liegt jedoch im hohen Entwicklungsaufwand, da Gleichstromnetze mit Ausnahme einiger spezieller Anwendungen heutzutage kaum verwendet werden.

### **Wegbereiter für andere Projekte**

Die Konstruktion, der Bau und der Betrieb eines Großkraftwerks in einer rauen Umgebung weit vor der Küste erfordern besondere Fertigkeiten und viel Erfahrung. Und um die erzeugte Energie dorthin zu transportieren, wo sie benötigt wird, bedarf es modernster Technik und innovativer Lösungen. All dies vereint die HVDC Light-Technologie. Dank dieser einzigartigen Technologie können schon bald mehrere Gigawatt an Offshore-Windenergie in Europa realisiert werden. Die bei diesem Projekt gewonnenen Erfahrungen werden zukünftigen Planern von Offshore-Windparks hoffentlich dabei helfen, die technischen und somit auch finanziellen Risiken bei der Wahl eines geeigneten und zuverlässigen Übertragungssystems zu reduzieren.

## LITERATUR

- [1] **BTM Consult:** „World Market Update 2008“, March 2009.
- [2] **Wensky, D., Hanson, J., Sandeberg, P., Grünbaum, R.:** „FACTS and HVDC for grid connection of large offshore wind farms“, European Wind Energy Conference EWEC, 2006
- [3] **Jones, P., Westman, B.:** „From generation to grid“, Renewable Energy Focus, November 2007
- [4] **Stendius, L., Sandeberg, P.:** „Large scale offshore wind power energy evacuation by HVDC Light“, European Wind Energy Conference EWEC, 2008



## Geafol Transformatoren für Windkraftanlagen

**Rudolf Hanov**  
Siemens AG  
rudolf.hanov@siemens.com  
Germany

### KURZFASSUNG

Verteilungstransformatoren werden üblicherweise in Stationen aufgebaut und verbleiben dort über die gesamte Lebensdauer. Die Anforderungen an die mechanische Festigkeit der Transformatoren sind dabei gering. Die Auslegungskriterien ergeben sich im Wesentlichen aus den auftretenden elektromagnetischen Kräften selbst und aus den Anforderungen für den Transport.

GEAFOL Verteilungstransformatoren werden in zunehmendem Maße auf Schiffen, Offshore-Bohrinseln, Baggern, Kränen und insbesondere in Windkraftanlagen eingesetzt. Hierbei spielt die Umweltfreundlichkeit, die mechanische Festigkeit, Zuverlässigkeit und die Beständigkeit gegen Umwelteinflüsse eine besondere Rolle. Die höchsten definierten Klassen nach IEC 60076-11

- **Brandklasse F1:** Schwer entflammbar und selbstverlöschend.
- **Umgebungs-kategorie E2:** Größtmögliche Betriebssicherheit auch bei stark salzhaltiger Luft – Leitfähigkeit 1,5S/m - und Luftfeuchte >95%.
- **Klimaklasse C2:** Temperaturschock, von -25°C auf +140°C in 1:35h\*).

sind dabei, insbesondere für den Einsatz in Windkraftanlagen, nicht ausreichend. Zusätzliche

- **Vibration Tests** nach Kundenspezifikation auf geeigneten Rütteltischen

zum Nachweis der erhöhten mechanischen Festigkeit müssen durchgeführt und bestanden werden.

Diese Prüfung erstreckt sich meist über mehrere Tage und zeigt jeden Fehler auf. Ob es sich dabei um nicht fest montierte Teile oder Schrauben handelt, oder um Bauteile mit ungünstigen Resonanzfrequenzen, spielt dabei keine Rolle.

Wegen dieser höchsten mechanischen Festigkeit verbunden mit bester Umweltbeständigkeit und Brandsicherheit wird der Geafol Transformator bereits weltweit von Windkraftanlagenherstellern eingesetzt. Weit über 6000 Geafol Windkraftanlagen-Transformatoren bis zu einer Leistung von 5000 kVA wurden bisher gebaut und befinden sich im täglichen Einsatz.

\*) GEAFOL Transformator 2500 kVA

## 1 EINLEITUNG

Geafol Windkraftanlagen-Transformatoren werden zum Nachweis der Eignung den vorgenannten Tests unterzogen.

Bereits im Vorfeld wird die mechanische und elektrische Festigkeit durch Berechnung und Simulation mit geeigneten CAD-Verfahren ermittelt. Hierbei kommt es insbesondere auf die bestmögliche Kenntnis der tatsächlichen Einflüsse und deren Bewertung an.

1966 wurde der Geafol Gießharztransformator in Kirchheim-Teck erfunden. Seither wurden mehr als 100 000 Transformatoren für die verschiedensten Einsatzzwecke im Leistungsbereich bis 40 MVA gebaut und geliefert.

## 2 VIBRATIONSFESTIGKEIT UND UMWELTBESTÄNDIGKEIT

Zum Nachweis der erhöhten mechanischen Festigkeit werden diese Transformatoren auf Rütteltischen, nach jeweiligen Kundenspezifikationen, diversen Testzyklen unterzogen.

Diese Prüfung erstreckt sich meist über mehrere Tage und zeigt jeden Fehler auf. Ob es sich dabei um nicht fest montierte Teile oder Schrauben handelt, oder um Bauteile mit ungünstigen Resonanzfrequenzen, spielt dabei keine Rolle.

### 2.1 Vibrationsprüfungen

Zum Nachweis der mechanischen Festigkeit werden Vibrationstests nach IEC 60068 und nach Kundenspezifikationen durchgeführt.

- Simulationen der Belastungen im Frequenzbereich von 0,5 bis 120 Hz
- Simulationen der Transportbeanspruchung durch kurzzeitige hohe Belastungen in alle Richtungen im Frequenzbereich bis 50 Hz und bis zu 2g

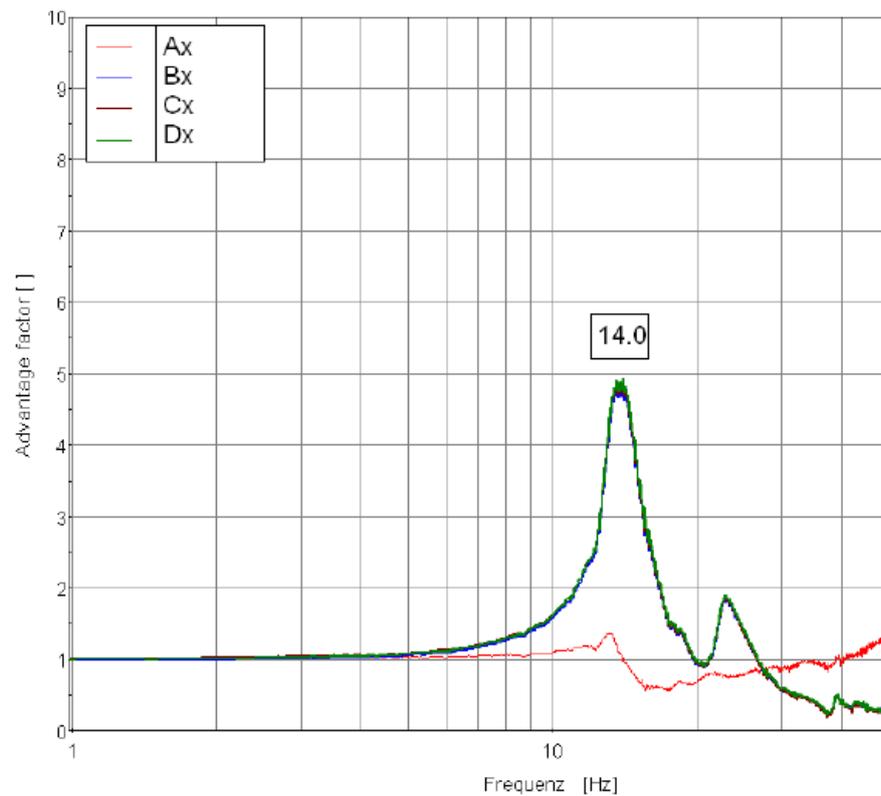


Dazu werden Beschleunigungssensoren an verschiedenen Stellen am Transformator angebracht.

An jedem Messpunkt wird in allen drei Richtungen, x, y und z gemessen.

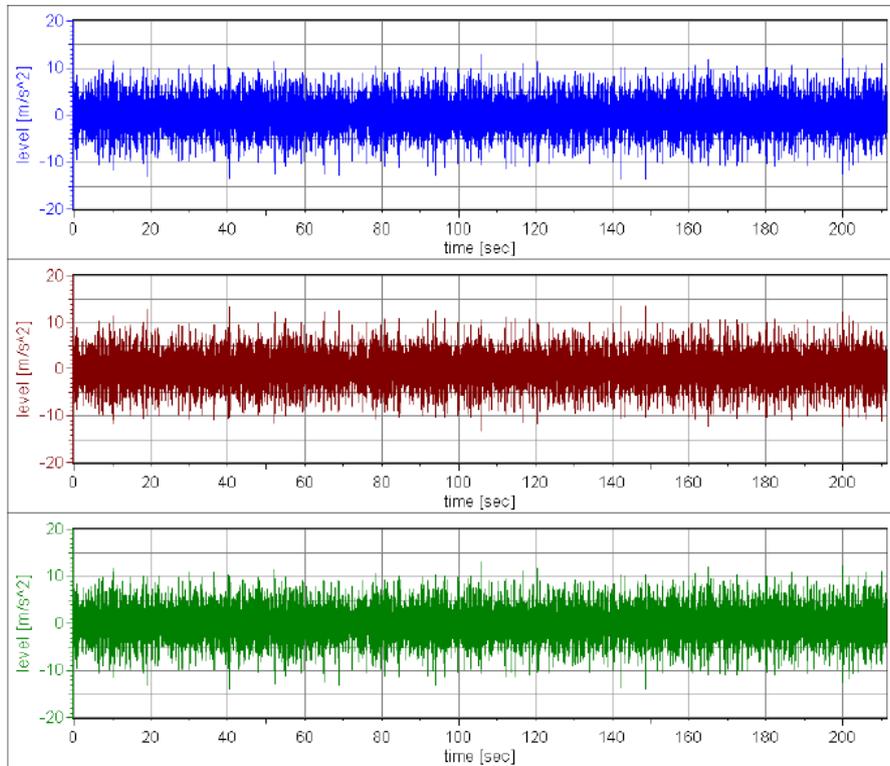


Vor den Prüfungen werden die Eigenfrequenzen des Transformators bestimmt.

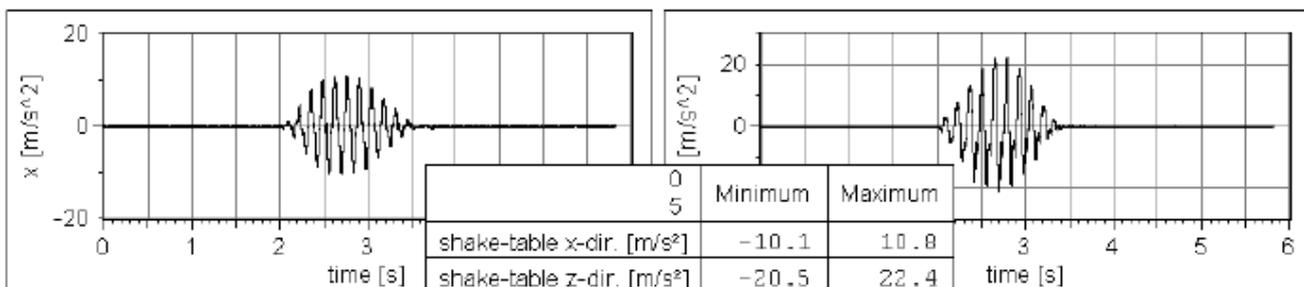


2.1.1 Simulation der Belastungen im Frequenzbereich von 0,5 bis 120 Hz

Momentaufnahme einer mehrtägigen Vibrations-Dauerprüfung.



2.1.2 Simulation der Transportbeanspruchung durch kurzzeitige hohe Belastungen in alle Richtungen im Frequenzbereich bis 50 Hz und bis zu 2g



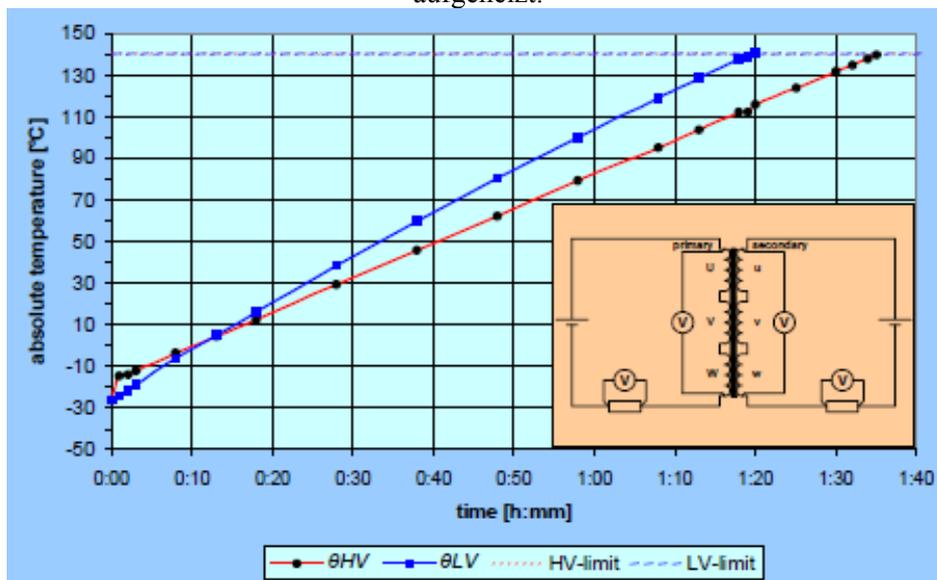
## 2.2 Umgebungs- und Klimaprüfungen

### 2.2.1 Klimaklasse C2

Nachweis der Klimaklasse C2 nach IEC 60076-11 durch eine Temperaturschockprüfung.



Der Transformator wird auf  $-25^{\circ}\text{C}$  abgekühlt und danach bis zur Nenntemperatur mit doppeltem Nennstrom aufgeheizt.



2.2.2 Umgebungsklasse E2

Umgebungsklasse E2, Prüfung nach IEC 60076-11



Der Transformator wird einer Feuchteniederschlagsprüfung unterzogen, Dauer 6h, Luftfeuchtigkeit >93% hergestellt mit Salzwasser mit einer Leitfähigkeit von 1.5S/m und einer Feuchteindringprüfung, 144h, 50°C, 90% Luftfeuchtigkeit, danach Prüfung mit angelegter und induzierter Wechselspannung.

2.2.3 Brandklasse F1

Prüfling in der Brandkammer des Prüfinstituts CESI/Mailand



	Geafol-Gießharztransformator	Flüssigkeitsgefüllte Transformatoren
Klassifizierung	IEC 60076-11 Brandklasse F0 (ohne Prüfung der Brandklasse) oder <b>F1</b> , Prüfung mit Wärmequellen: Elektrischer Wärmestrahler 750°C Abbrennen von Äthylalkohol	EN 61100 Einteilung nach dem Brennpunkt der Isolierflüssigkeit Klasse O bei Brennpunkt $\leq 300^{\circ}\text{C}$ Klasse K bei Brennpunkt $> 300^{\circ}\text{C}$
Kriterien	Die Kriterien nach IEC 60076-11 Abschnitt 28.8 müssen erfüllt werden.	Brennpunkte: Mineralöl 175 °C Silikonöl 360 °C Ester 310 °C Dichtungen, Durchführungen und sonstige Anbauteile werden nicht berücksichtigt.
Verifikation	<b>Brandklasse F1 durch reproduzierbare Prüfung.</b>	Keine Prüfungen am Transformator spezifiziert.

### **3 ZUSAMMENFASSUNG**

Geafol Transformatoren werden nicht nur wegen ihrer mechanischen Festigkeit und ihrer Umweltbeständigkeit und Brandsicherheit in Windkraftanlagen eingesetzt, sondern auch wegen des sehr geringen Wartungsaufwandes. So muss weder eine Isolierflüssigkeit auf Verschmutzung geprüft, noch muss eine Dichtung gewechselt werden. Ersatzteile für den regulären Betrieb eines Geafol Transformators gibt es nicht – alles ist für den geforderten 20-jährigen Betrieb ausgelegt.

Auch wenn der Zeitpunkt kommt an dem der Transformator entsorgt werden muss – für Geafol Gießharztransformatoren gilt auf jeden Fall eine hohe Recyclingquote. Durchschnittlich lediglich ca. 6% der Materialien werden thermisch verwertet, während 94% des Materials wieder in den Rohstoffkreislauf einfließt. Es kann also durchaus sein, dass dieses Material als neuer Transformator in einer Windenergieanlage zum Einsatz kommt.

## **IPL – Integrated Power Link:**

**Ein elektronisch geregelter  
Leistungstransformator und Konverter**

### **Ein neues Konzept für Gleichstromanwendungen**

- Stuttgarter Hochspannungssymposium
- 09. & 10. März 2010

1

**Autoren:**

**Dr. Ferdinand Lutz,  
IPL Technology GmbH**

**Frank Hofmann,  
AREVA Energietechnik GmbH**

**BMU-Förderkennzeichen 0327648**

2

- Vorstellung des Projektes IPL
- Existierende Technologie vs. IPL
- Vorteile für den Anwender
- IPL im Detail
- Bisherige Ergebnisse
- IPL - Anwendungsgebiete
- Zusammenfassung

## Vorstellung des Projektes IPL

„IPL Technologie - Entwicklung einer neuartigen integrierten Schaltanlagentechnologie zur Anbindung von Offshore-Windparks mit Hochspannungs-Gleichstrom (HGÜ)“

ist ein Projekt der IPL Technology GmbH mit finanzieller Unterstützung durch das BMU und durch Industrieunternehmen.

## Vorstellung des Projektes IPL

### ZIELE:

Das IPL Konzept sieht vor, durch eine innovative Technik und durch funktionale Integration der einzelnen Komponenten einer Hochspannungs-Gleichstromanlage zur elektrischen Anbindung von Offshore-Windparks

- erhebliche Kostensenkungen (Investionskosten, Verluste),
- deutliche Verkleinerung des Bauvolumens (Station, Plattform) und
- Verbesserungen der Gesamtzuverlässigkeit (Einfachheit, vollständiger Schutz vor äußeren Umweltstörungen)

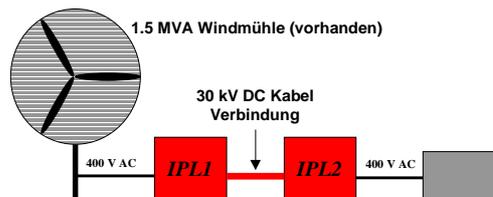
zu ermöglichen. Für Offshore-Windparks kann so die Gesamtwirtschaftlichkeit deutlich verbessert werden.

5

## Vorstellung des Projektes IPL

- Langfristiges Entwicklungsziel: Entwicklung des "Integrated Power Link" (IPL) als alternative Lösung für die DC Anbindung von Offshore-Windparks
- } zur Reduzierung der Kosten im Vergleich zu existierenden Technologien

- Projektziel (u.a.): Entwicklung und Herstellung zweier Prototypen mit 1,5 MVA zur Anbindung einer Windmühle (onshore),



6

## Vorstellung des Projektes IPL

- **Finanzierung:**

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit)

überregionale Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Anlagenhersteller 

- **Projektdurchführung:**

IPL Technology

Universitäten

Auftragsnehmer 

7

## Vorstellung des Projektes IPL

- **Wissenschaftliche Arbeitspakete (durch Universitätsinstitute):**

Untersuchungen zu: elektromagnetische Störungen, Zuverlässigkeit,  
dielektrische Grundsatzfragen, Systemuntersuchungen  
(IPL / Netzverhalten), Elektronik und Verlustwärme

- **Technische Arbeitspakete:**

AC / DC Gleichrichter, 1.5 MVA, 400 V AC / 30 kV DC  
DC / AC Wechselrichter, 1.5 MVA, 30 kV DC, 400 V AC  
DC / DC "Transformator", 100 kVA  
Messungen / Erprobung vor Ort

8

## Existierende Technologie vs. IPL

- Beide Lösungen (VSC und IPL) ermöglichen den Einsatz als Wechselrichter für Inselnetze sowie die Lieferung von Blindleistung
- IPL Technologie hat kleinere Verluste als VSC Technologie, u.a. infolge von 50 Hz Schaltfrequenz
- IPL Technologie benötigt keine Drosseln und keine Filter, anders als VSC Technologie
- IPL Technologie kann als einfaches Gerät ohne Rechner-Steuerung arbeiten
- Bei IPL Technologie kann der Lastfluß durch die Gleichspannung gesteuert werden
- Bei IPL Technologie kann DC-Strom begrenzt und geschaltet werden (Strombegrenzender DC-Schalter)

9

## Vorteile für den Anwender

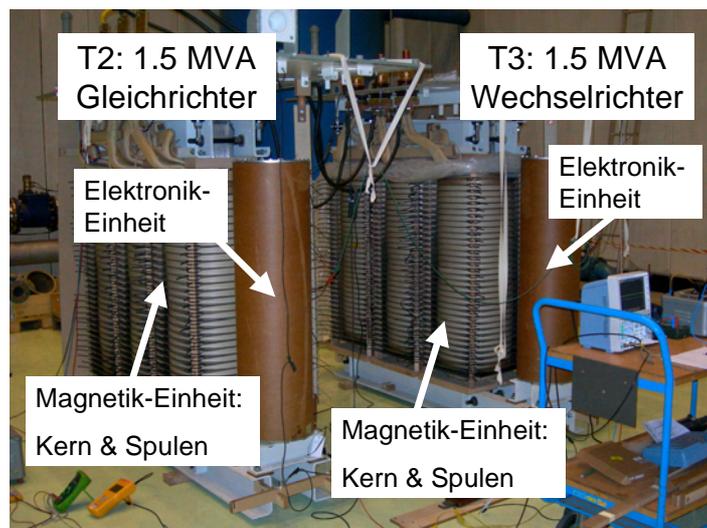
- Hohe Zuverlässigkeit erwartet (IGBT, Öl gekühlte Bauelemente)
- Robuste Ausführung, speziell für den Offshore-Einsatz
- Kompletter Zusammenbau und Prüfung in der Fabrik
- Geringere Lastverluste
- Weniger Platzbedarf
- Leichter
- Geringere Investitionskosten
- Geringere Betriebskosten (life-cycle cost)

10

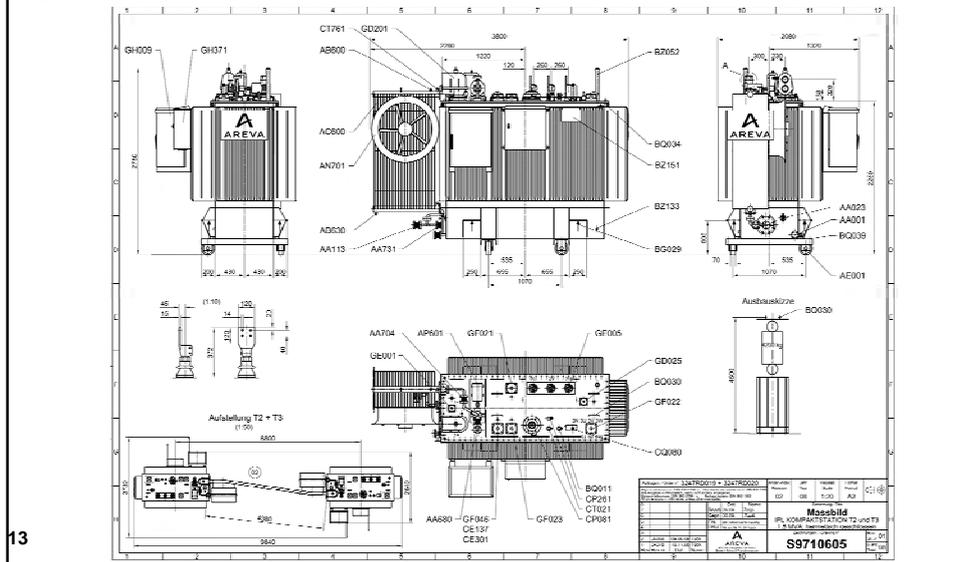
**Funktionale Intergration bei IPL Technologie:**

- **Magnetischer Block (Magnetkern, Spulen) sowie Elektronikblock gemeinsam in einem Kessel**
- **Vollständiger Schutz gegen äußere Umwelteinflüsse wie beim Transformator**
- **„Multi-Level“ Aufbau der Elektronik des Gleichrichters / Wechselrichters**
- **Niedrige Schaltfrequenz (50 Hz) und damit geringe Verluste**
- **Option der gesonderten Kühlung des Elektronikblocks**
- **Option des einfachen Zugangs zum Elektronikblock (Wartung / Reparatur)**

11



12



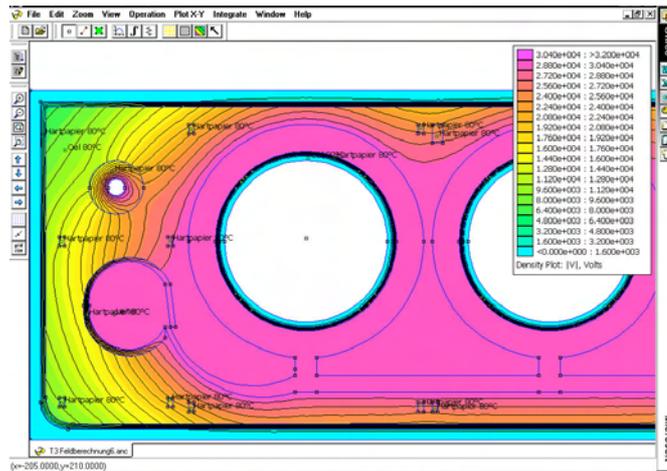
13

- **Wesentliche theoretische Arbeitspakete erledigt bzw. weit fortgeschritten**  
Feldberechnungen, Systemstudien/Simulationen, thermische Analyse, Zuverlässigkeitsstudie
- **Entwicklung und Bau**  
AC / DC Gleichrichter, 1.5 MVA, 400 V AC / 30 kV DC  
DC / AC Wechselrichter, 1.5 MVA, 30 kV DC, 400 V AC
- **Entwicklung**  
DC / DC „Transformator“ 100 kVA
- **Messungen**  
der Elektronik auf Platinenebene  
der Gesamtgeräte IPL Gleichrichter / IPL Wechselrichter
- **Nachweise**  
Funktion IPL Wechselrichter / IPL Gleichrichter / IPL DC Schalter mit Strombegrenzung nachgewiesen

14

## Bisherige Ergebnisse

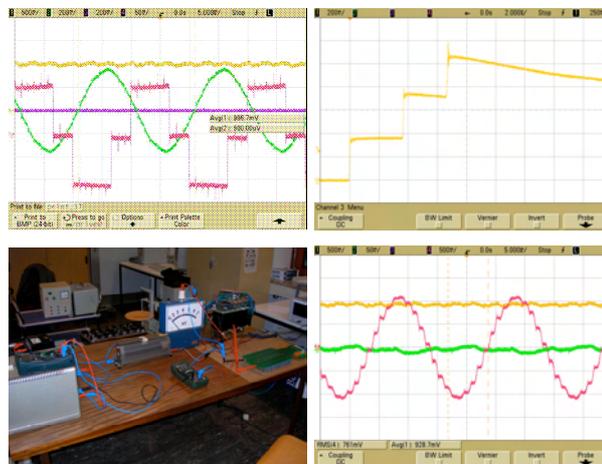
Umfangreiche  
FEM-  
Simulationen  
und  
experimentelle  
Untersuchungen  
zum IPL-  
Isolationssystem



15

## Bisherige Ergebnisse

Funktion IPL  
Wechselrichter /  
IPL Gleichrichter /  
IPL DC Schalter  
mit Strombe-  
grenzung nach-  
gewiesen



16

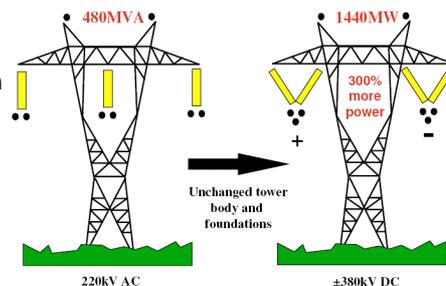
## IPL - Anwendungsgebiete

- IPL HVDC Technologie (Wechselrichter / Gleichrichter / DC-DC-Wandler) ist machbar, aller Voraussicht zu niedrigeren Investitionskosten als heutige HVDC-VSC-Technologie
- Einsatz IPL HVDC Technologie ist geeignet für vermaschte DC-Netze
- IPL-Geräte können Gleichstrom begrenzen und sehr schnell (unterhalb 1 ms) ausschalten
- IPL-Geräte sind deswegen auch für Netze mit Freileitungen geeignet
- IPL-Technologie ist bis zu höchsten Spannungen (> 800 kV) prinzipiell realisierbar
- IPL-Technologie hat geringere Verluste als VSC-Technologie
- IPL-Technologie benötigt wie auch VSC-Technologie und anders als LCC-Technologie keine Blindleistung aus dem Netz

17

## IPL - Anwendungsgebiete

- Smart grid Produkt
- Micro grid Produkt (Flughäfen, Häfen, Datacenter, Krankenhäuser)
- Anbindung dezentraler Energieerzeuger in das MS- & HS-Netz
- DC Verbindung nicht synchronisierter MS- & HS-Netze
- Transformator für DC-Netze (Off- und On-shore)
- Upgrade existierender AC-Leitungen für DC Anwendungen
- Kurzschlußstrombegrenzer
- Erhöhung der Versorgungsqualität in Verteilungsnetzen



18

## Zusammenfassung

- IPL ist eine alternative Lösung für die Gleichstromanbindung von Offshore-Windparks, und darüber hinaus!
- Die prinzipiellen Funktionen von IPL sind nachgewiesen.
- Ausstehende weitere Messungen & Prüfungen werden noch offene Fragen beantworten.
- Theoretische Untersuchungen, u.a. zum Systemverhalten und zur Zuverlässigkeit von IPL-Einheiten, sind weiter in Arbeit.
- Die Entwicklung und der Bau größerer Einheiten, in die die Erfahrungen dieses Projektes einfließen, sind der nächste Entwicklungsschritt.

19

*Vielen Dank für Ihre  
Aufmerksamkeit!*

IPL Technology GmbH, Industriering Ost 66, D-47906 Kempen  
[www.ipltechnology.com](http://www.ipltechnology.com)

20

## **Offshore-Transformatoren – eine neue technische Herausforderung**

**Christian Schmied**

Siemens AG  
Transformatoren-Betrieb Dresden  
christian.schmied@siemens.com  
Deutschland

**Jörg Findeisen**

Siemens AG  
Transformatoren-Betrieb Dresden  
joerg.findeisen@siemens.com  
Deutschland

### **KURZFASSUNG**

Die technischen Herausforderungen beim Bau von Offshore-Transformatoren werden im Beitrag durch die Autoren dargestellt. Dabei wird besonders auf die Anforderungen an das Design solcher Transformatoren, den Korrosionsschutz und die Kühlung eingegangen.

Transformatoren auf Offshore-Plattformen stellen extrem hohe Anforderungen an das Design. So befinden sich diese Plattformen in ökologisch sensiblen Gebieten, die eine besondere Materialauswahl im Sinne des Umweltschutzes erfordern, oder es müssen enorme Aufwendungen zum Schutz der Umwelt auf der Plattform selbst getroffen werden. Diese sind dann in der Regel sehr kostenintensiv.

In den letzten Jahren haben sich neben den klassischen Mineralölen auch alternative Flüssigkeiten zur Kühlung und hochspannungstechnischen Sicherstellung der Funktion der Transformatoren am Markt etabliert. Typische Vertreter sind sowohl synthetische als auch natürliche Ester. Diese Flüssigkeiten sind vollständig biologisch abbaubar und damit bestens für diesen Einsatz geeignet.

Ein weiteres Problem stellt der Brandschutz auf den Plattformen dar, da Personal und Technik hier auf engstem Raum untergebracht sind. Auch hier bieten die alternativen Flüssigkeiten enorme Vorteile, da sie gegenüber Mineralöl über einen deutlich höheren Flammpunkt verfügen.

Die Autoren stellen ergänzend das Konzept eines solchen mit natürlichem Ester gefüllten hermetisch gekapselten Transformator vor, welcher alle Anforderungen eines modernen Offshore-Transformators erfüllt.

## 1 EINLEITUNG

In Europa konnten wir in den letzten Jahren eine deutliche Veränderung im Denken und in der Politik bezüglich Energieerzeugung feststellen. Nachdem Elektroenergie bislang hauptsächlich aus fossilen Energieträgern, Kernenergie oder Wasserkraft gewonnen wurde, gewinnen nun zunehmend alternative Energieerzeugungsanlagen wie Windkraft- oder Sonnenkraftanlagen an Bedeutung. Diese wurden bislang hauptsächlich in Europa und damit Onshore errichtet.

Die Verknappung geeigneter Binnenlandstandorte für Windparks sowie die hohen Windgeschwindigkeiten auf See lassen nun die Offshore-Windenergienutzung zu einer wirtschaftlich interessanten Alternative gegenüber der Onshore-Aufstellung von Windenergieanlagen werden.

Ein wesentlicher Kostenschwerpunkt bei der Netzanbindung eines Offshore-Windparks sind die seeseitig zu errichtenden Umspannwerke mit ihren Transformatoren.

Es besteht daher die Aufgabe, effektive und wartungsarme Transformatoren für diese Offshore-Umspannwerke bereitzustellen, welche bei geringen Abmessungen einen sicheren und langlebigen Betrieb auf hoher See ermöglichen.

## 2 OFFSHORE-TRANSFORMATOREN

### 2.1 Allgemein

Da wetterbedingt im Offshore-Bereich nicht jederzeit Wartungsarbeiten durchgeführt werden können, kommt der Verwendung wartungsarmer und hochverfügbarer Komponenten besondere Bedeutung zu. Dies gilt insbesondere für alle technischen Geräte der Plattform, so auch die Transformatoren.

Die geplanten Offshore-Plattformen (Umspannwerke auf hoher See) mit ihren Transformatoren haben sich den neuen technischen Herausforderungen zu stellen.

Dabei sind hier vor allem folgende Punkte von Bedeutung:

- Vorherrschendes aggressives Seeklima und damit verbundene Korrosionsprobleme
- Kurze Zeitfenster für Bau und Wartung der Plattform und ihrer Komponenten
- Wassertiefen zwischen 20 und 40 Meter, welche technisch beherrscht werden müssen
- Starke äußere Belastung durch Wellen- und Strömungsenergie
- Schwierige Baugrunderkundung
- Kollisionssicherheit bei Schiffshavarien
- Brandschutz auf der gesamten Plattform

Weiterhin sind für die Offshore-Transformatoren wichtig:

- Bauliche Einschränkungen auf den Plattformen müssen berücksichtigt werden
- Transformatoren sind in der Regel mit Kabelanschlusstechnik auf der Ober- und Unterspannungsseite ausgerüstet
- Realisierung eines möglichst geringen Wartungsaufwandes
- Geringe Baugrößen, Gewichte und Abmessungen

Die Hersteller von Transformatoren haben in den letzten Jahren viel Entwicklungsarbeit geleistet. Aus anfänglichen Konzepten wurden praxistaugliche Lösungen abgeleitet und mittlerweile realisiert.

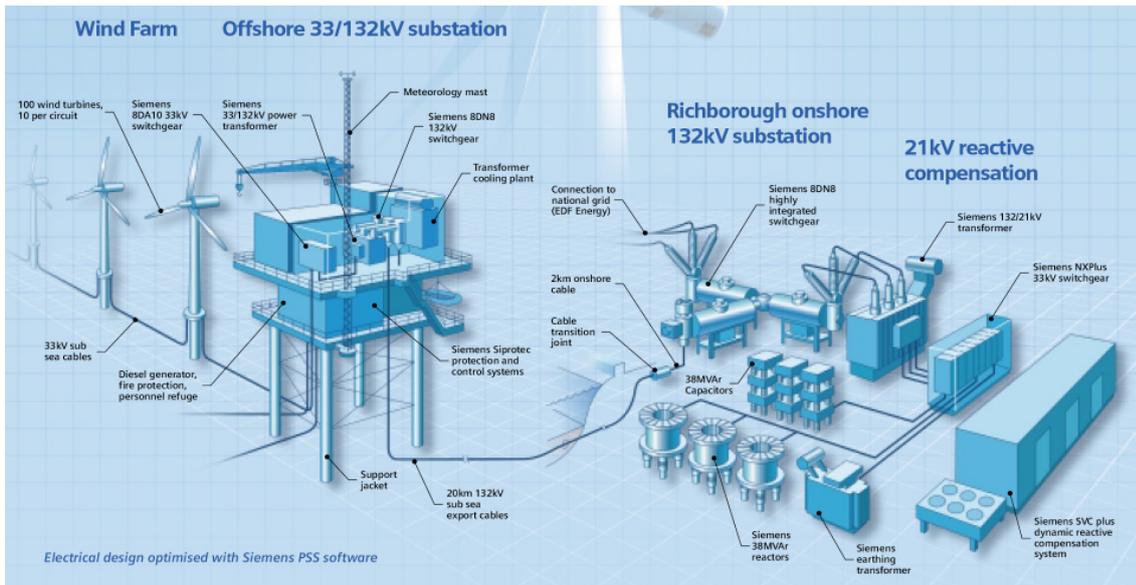


Bild 1. Schema eines Offshore-Windparks mit Onshore-Anbindung

## 2.2 Bauliche Besonderheiten einer Offshore-Applikation

Offshore-Plattformen werden in offener und teilweise geschlossener Bauweise einige Meter über dem Meeresspiegel direkt auf hoher See errichtet.

Hintergrund der hohen Bauweise ist, dass für die Auslegung der benötigten Plattformen im Offshore-Bereich die so genannte Jahrhundertwelle als Berechnungsgrundlage für die Konstruktion zu Grunde gelegt wird, die der größtmöglichen Flutwelle der letzten einhundert Jahre in der jeweiligen Region entspricht. Aufgrund dieser baulichen Randbedingungen werden die elektrischen Bauteile, wie Transformatoren, und andere Komponenten einer Umspannstation auf hoher See zum Schutz vor der Zerstörung durch eine Jahrhundertwelle auf Plattformenebenen deutlich über dem Wasserspiegel angeordnet, was mit erheblichen Kosten für die Aufstellung und den Betrieb der Plattformen verbunden ist. Aufgrund der großen Höhen über dem Meeresspiegel dieser so konstruierten Plattformen müssen sehr hohe Stabilitätsanforderungen von der Konstruktion und den verwendeten Materialien der Plattform mit ihren Transformatoren erfüllt werden.

Siemens Energy hat im Windkraftbereich dazu ein einzigartiges Portfolio. Dazu zählt nicht nur der Bau und die Lieferung von High-Tech-Windenergieanlagen und Transformatoren, sondern auch die energieeffiziente Anbindung von Windparks ans Netz.

Um zum Beispiel den Windpark Greater Gabbard (aus heutiger Sicht der größte Offshore-Windpark; 140 Siemens-Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 500 Megawatt, 25 Kilometer von der Küste Suffolks entfernt in der Nordsee, Fertigstellung 2011) an das Stromversorgungsnetz an der Küste zu koppeln, errichtet Siemens unter anderem zwei Plattformen mit je einer Umspannstation im Meer. Die Umspannstationen umfassen neben den Transformatoren jeweils eine Hochspannungs- und eine Mittelspannungsschaltanlage, die nötige Schutz- und Leittechnik sowie eine Eigenbedarfsanlage mit Notstromversorgung.

Auf der einen Plattform wird ein Umspannwerk mit drei 180-MVA-Leistungstransformatoren (Offshore-Transformatoren) montiert, auf der anderen eine Umspannstation mit zwei 90-MVA-Offshore-Transformatoren. Die Aufteilung in zwei Plattformen hat den Vorteil, dass die Kabelwege innerhalb des Windparks und die Energieübertragungsverluste so klein wie möglich gehalten werden können.



*Bild 2. Offshore-Plattform Greater Gabbard betriebsbereit (3x180MVA)*

Die beiden Umspannplattformen bündeln die erzeugte Energie und bringen sie von 33 kV auf eine Übertragungsspannung von 132 kV. Drei dreiphasige 132-kV-Hochspannungsseekabel übernehmen den Stromtransport zum Netzeinspeisepunkt. An diesem Einspeisepunkt wird eine Anlage zur Blindleistungskompensation errichtet, die auf SVC-Technik (Static Var Compensator) basiert. Sie schafft den nötigen Blindleistungsausgleich und verbessert die Spannungsqualität.

### **2.3 Korrosionsschutz**

Aufgrund der extremen Umwelt- und Wetterbedingungen (Wellenschlag, salzhaltiges Wasser und Luft, starke Winde) müssen Transformatoren für den Betrieb auf See bezüglich Technik und Konstruktion diesen Bedingungen angepasst werden.

Eine Herausforderung stellt aufgrund der aggressiven Umgebungsbedingungen im Offshore-Bereich die Gewährleistung des Korrosionsschutzes und Schutzgrades (IEC529) dar. Dabei muss der Korrosionsschutz der Transformatoren entsprechend DIN EN ISO 12944 Teil 6 den Anforderungen der Korrosivitätskategorie C5 M entsprechen.

Korrosionsschutzeinteilung nach DIN EN ISO 12944 Teil 6

Korrosivitätskategorie	Schutzdauer		Beispiele der Umgebung, Aussen	Salzsprühtest nach ISO 7253	Kondenswassertest nach ISO 6270
C2, gering	Kurz	2–5 Jahre	Ländliche Gebiete mit geringer Verunreinigung		48 Std.
	Mittel	5–15 Jahre			48 Std.
	Lang	> 15 Jahre			120 Std.
C3, mässig	Kurz	2–5 Jahre	Stadt-, Industrieatmosphäre, mässig verunreinigt		48 Std.
	Mittel	5–15 Jahre			120 Std.
	Lang	> 15 Jahre			240 Std.
C4, stark	Kurz	2–5 Jahre	Industrie, Tunnel, Verkehrsknotenpunkte		120 Std.
	Mittel	5–15 Jahre			240 Std.
	Lang	> 15 Jahre			480 Std.
C5 I, sehr stark (Industrie)	Kurz	2–5 Jahre	Industrie, hohe Feuchtigkeit, aggressive Atmosphäre		240 Std.
	Mittel	5–15 Jahre			480 Std.
	Lang	> 15 Jahre			1440 Std.
C5 M, sehr stark (Meer)	Kurz	2–5 Jahre	Küstenbereiche mit hoher Salzbelastung		240 Std.
	Mittel	5–15 Jahre			480 Std.
	Lang	> 15 Jahre			1440 Std.

Die DIN EN ISO 12944 regelt die Dauer, Durchführung und Beurteilung von Salzsprüh- und Tropentests. Nach den Prüfungen wird das Beschichtungssystem neben der Korrosionskategorie in der zu erwartenden Schutzdauer zugeordnet.

Dem IGP-2-Schicht-Pulverlacksystem wurde auf gestrahltem Stahluntergrund die Korrosivitätskategorie C5-I lang und C5-M lang zuerkannt.

Bild 3. Korrosionsschutzeinteilung nach DIN EN ISO 12944 Teil 6

Während der Herstellung des Korrosionsschutzes im Herstellerwerk muss dabei die Qualität ständig überprüft werden. Bereits kleinste Defekte führen innerhalb kürzester Zeit zu Korrosion und damit einem möglichen Ausfall des Transformators.

Ein weiteres Problem stellen die Arbeiten zur Erstellung der Plattformen und das Einbringen der Transformatoren in die Anlage dar, da beide Tätigkeiten häufig parallel erfolgen. So wird auf der Plattform häufig noch geschweißt, geflext oder schwere Teile werden eingebracht. Dabei kommt es häufig zur Beschädigung des Korrosionsschutzes des Transformators, welcher dann mühevoll wieder instandgesetzt werden muss.

Zum Einsatz kommen moderne Lacke auf Wasserbasis. Themen aus dem Umweltschutz führten zur Entwicklung dieser Lacke, welche sich in zahlreichen Tests unter extremen Bedingungen bewährt haben.

Zunehmend gewinnen auch kathodische Verfahren einer Oberflächenbeschichtung an Bedeutung, wie sie bereits seit Jahren in der Automobilindustrie angewendet werden. Damit kann der Korrosionsschutz nochmals verbessert werden.

## 2.4 Kühlung

Eine besondere Herausforderung stellt die Realisierung einer effektiven Kühlung der Transformatoren auf der Offshore-Plattform dar. Diese Transformatoren werden zurzeit in der Regel als ONAN/ONAF gekühlte Einheiten hergestellt.

Wenn der Wind ordentlich weht, sind die Windenergieanlagen sehr hoch ausgelastet und somit auch die Transformatoren. Es entsteht damit viel Verlustwärme, die an die Umgebung abgeführt werden muss. Günstig wirkt sich dabei aus, dass der gleiche Wind auch die Kühlanlage kräftig durchströmt und somit die Effektivität der Kühlanlage sehr hoch ist. In Zeiten von wenig Wind wird dann weniger Verlustwärme erzeugt und somit braucht auch nicht so viel Wärme über die Kühlanlage abgegeben werden. Ingenieurtechnisch muss damit ein Optimum für die Kühlanlage gefunden werden.

ONAF gekühlte Transformatoren erfordern zusätzlich Lüfter an den Radiatoren. Diese Lüfter müssen auch unter den rauen Seebedingungen ordnungsgemäß funktionieren und eine hohe Lebensdauer erreichen.

In der Regel verfügen die Motoren der Lüfter über eine Öffnung für Kondenswasser, welche bei den Klimabedingungen auf See zu Problemen und damit zu Ausfällen führen kann. Somit können nur speziell für Offshore-Anwendungen entwickelte und getestete Lüfter eingesetzt werden.

Alternativ ist auch eine Wasserkühlung (OFWF) möglich, die Entscheidung wird jeweils nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten unter Beachtung des Gesamtkonzeptes des Umspannwerkes getroffen. Die Auswahl der Werkstoffe des Kühlers wird dabei von der Wasserqualität bestimmt. Zum Beispiel erfordert Brackwasser in Flussmündungen den Einsatz besonderer Materialien.



*Bild 4. Schnittbild eines Offshore.Transformators*

## **2.5 Hermetisch gekapselter Transformator – Wegbereiter für alternative Flüssigkeiten**

Bislang wurden Transformatoren im Mittelleistungsbereich mit wenigen Ausnahmen mit mineralischen Isoliermedien (mineralische Öle) befüllt. Zunehmend gewinnen alternative Flüssigkeiten (synthetische und natürliche Ester) an Bedeutung. Diese Öle/Flüssigkeiten müssen ein gutes elektrisches Isolierverhalten und eine hohe Wärmeleitfähigkeit besitzen, d.h. sie müssen die durch Verluste im Kern (Leerlaufverluste), den Wicklungen (Lastverluste) und die durch Streufelder hervorgerufenen Verluste in inaktiven Teilen (Zusatzverluste) auftretenden Temperaturerhöhungen gut abtransportieren können.

Durch das Eindringen von Feuchtigkeit von außen und zusätzlich durch Feuchtigkeit in Folge des Papierabbaus werden die elektrischen Eigenschaften der Öle/Flüssigkeiten im Laufe eines Transformatorenlebens immer schlechter. Weiterhin spielt auch der Sauerstoff eine entscheidende Rolle bei der Alterung von Transformatoren. Aus diesem Grunde ist man bestrebt, Systeme in geschlossener Ausführung zu entwickeln und einzusetzen.

Die Siemens AG hat in den letzten Jahren hermetisch gekapselte Transformatoren entwickelt und in den Netzen der Energieversorger integriert.

Dabei kommt ein Gummikompensator zum Einsatz, der aber keinen direkten Kontakt zur Umgebungsluft und damit zum Sauerstoff / Ozon hat, sondern mit einem geschlossenen zusätzlichen stickstoffgefüllten Gefäß abgeschlossen wird. Da sich bei dieser Lösung sowohl das Isoliermedium (Öl/alternative Flüssigkeit) als auch der Stickstoff in Abhängigkeit von der Temperatur ausdehnt, muss dies bei der Dimensionierung des Volumens beachtet werden. Dies wurde durch ein spezielles Design der Transformatoren realisiert, bei dem das Flüssigkeitsvolumen minimiert wurde. Die Transformatoren werden durch ein geeignetes Verfahren zur Einstellung des Druckes so eingerichtet, dass dabei unter realen Betriebsbedingungen kein Unterdruck im Transformatorenkessel vorhanden ist und dass das seitens der Stufenschalterhersteller geforderte Druckspiel zwischen Schaltergefäß und Kessel eingehalten wird. Das gesamte System unterliegt nicht der Druckbehälterverordnung, da die auftretenden Drücke sehr gering sind und damit unter der in der Druckbehälterverordnung festgelegten Grenze liegen.

Die Transformatoren werden durch ein geeignetes Monitoringsystem überwacht. Dieses liefert jederzeit einen genauen Überblick über den Zustand der Transformatoren. Dabei ist die Überwachung des Gummikompensators mit eingeschlossen – per Signal wird sofort auf einen Defekt hingewiesen. Das System erlaubt aber ein Weiterbetreiben des Transformators über einen längeren Zeitraum. Somit kann dann der Austausch im Rahmen einer nächsten Revision mit erledigt werden.

Dieses Konzept eines hermetisch gekapselten Transformators erlaubt den Einsatz von alternativen Isolierflüssigkeiten (synthetische und natürliche Ester) als auch mineralischen Ölen. Dabei müssen nur die unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten der einzelnen Flüssigkeiten und die Auswahl eines dafür geeigneten Dichtungsmaterials beachtet werden.

Vorteile des hermetisch gekapselten Transformators:

- Bei den hier vorgestellten Transformatoren in hermetisch gekapselter Ausführung handelt es sich um sehr kompakte Einheiten, bei denen vom Betreiber deutlich kleinere Stellflächen und Ölauffanggruben benötigt werden (Kostenreduzierung bei Errichtung der Plattformen). Das System ist dabei modular aufgebaut – eine räumliche Trennung von Ölvolumen und Stickstoffvolumen ist jederzeit möglich (Vorteil bei der Gestaltung von Offshore-Plattformen).
- Das Ausdehnungsgefäß lässt sich in den verschiedensten Positionen anordnen und kann somit den räumlichen Bedingungen auf der Plattform angepasst werden.
- Da das System einen Gummikompensator zur Volumenausdehnung benutzt, kann der Transformator im Havariefall (z.B. Bruch mechanisch beanspruchter Bauteile) nicht leerlaufen und einen längeren Zeitraum auch mit defektem Kompensator weiter betrieben werden.
- Ein vollständiger Transformatorenschutz ist realisierbar einschließlich vollständigem Buchholzschutz (Schwallschutz und Gasschutz).
- Abhängig vom Dichtungssystem lässt dieses System alternative Isolierflüssigkeiten als auch mineralische Öle zu.
- Da synthetische und natürliche Ester vollständig biologisch abbaubar sind, kann auf ein aufwendiges und kostspieliges Ölauffangsystem weitestgehend verzichtet werden. Damit werden im Offshore-Bereich die Kosten durch entfallende Auffangbecken drastisch gesenkt.

- Durch den deutlich höheren Flammpunkt dieser neuen Ester verglichen mit mineralischen Ölen ist der Einsatz solcher Transformatoren auch bei brandschutztechnisch schwierigen Einsatzbedingungen (z.B. Offshore-Plattformen, Großstädten mit hoher Bevölkerungsstruktur) möglich.
- Im Bereich Service können Transformatoren jederzeit mit diesem System kostengünstig nachgerüstet werden und somit in den Vorteil eines hermetisch abgeschlossenen Systems kommen. Dabei besteht auch nach vorheriger Prüfung die Möglichkeit, das mineralische Öl durch einen natürlichen Ester zu ersetzen.



*Bild 5. Hermetik-Transformator*

### **3 ZUSAMMENFASSUNG**

Transformatoren für Offshore-Plattformen stellen eine ingenieurtechnische Herausforderung für die Hersteller dar. Klimatische Bedingungen, Umwelt- und Brandschutzaufgaben sowie Wartungsfreiheit sind dabei die wichtigsten Aspekte für das Design solcher Transformatoren.

Durch geeignete Konzepte, Materialien und technische Lösungen sind die Hersteller von Transformatoren in der Lage, dieses neue Einsatzgebiet für die Erzeugung, Transformation und Weiterleitung von Energie auf hoher See zu bedienen.

Transformatoren in hermetisch gekapselter Ausführung, gefüllt mit alternativen Flüssigkeiten (synthetische bzw. natürliche Ester), haben dabei Vorteile. Diese erfüllen alle Anforderungen des Umweltschutzes (vollständig biologisch abbaubar) als auch des Brandschutzes (hoher Flammpunkt).

# **Die Kurzschlussfestigkeit von Leistungstransformatoren**

## **Voraussetzung für zuverlässige Übertragung von elektrischer Energie**

### **Short-Circuit Resistant Power Transformers**

#### **Prerequisite for Reliable Supply of Electrical Energy**

**Ch. Krause**

Weidmann Electrical Technology AG  
christoph.krause@wico.com  
Switzerland

#### **KURZFASSUNG**

Die Kurzschlussfestigkeit ist eine wichtige Forderung an Leistungstransformatoren. Dieser Beitrag berichtet zu diesem Thema bezüglich Konstruktion, Herstellung und Unterhalt.

Allgemeine Hinweise beziehen sich auf die Wahl von geeigneten Isoliermaterialien auf Zellulosebasis. Die Oberfläche von hochdichtem Isolier-Pressspan (Transformerboard) kann mechanisch bearbeitet werden, um optimales Verhalten sowohl in Bezug auf Kompression, als auch auf verminderte Verschmutzung des Isolieröls durch Zellstofffasern zu erreichen.

Robuste Wicklungen werden durch spezielle Behandlung beim Transformatorenhersteller erreicht: Die relevanten Prozessschritte wie die Vortrocknung und -pressung der Spulen, die Einspannung der Schenkelsätze und die Ölprägung unter Vakuum werden anhand von praktischen Versuchen und Beispielen erklärt.

Bekanntlich sind die natürlichen Isolierstoffe Mineralöl und Zellulose im Betrieb einem kontinuierlichen Alterungsprozess unterworfen, wobei nicht nur die Temperatur, sondern auch Wasser den Alterungsvorgang des Isoliersystems beschleunigt. Außerdem erfahren zwecks mechanischer Festigkeit gut gepresste Wicklungen bei Feuchtigkeitzunahme wegen Schwellung der Isolation eine plastische Verformung. Bei anschließender Entfeuchtung ist mit deutlich verminderter Wicklungspressung zu rechnen, was sich nachteilig auf die Festigkeit und somit auf die Widerstandsfähigkeit im Kurzschlussfall auswirkt. Im Unterhalt von Leistungstransformatoren ist deshalb besonders auf Trockenhaltung des Aktivteils zu achten.

The ability to withstand short-circuit events ("through faults") in the transmission system is an important feature of power transformers. This paper summarizes several important issues related to the construction and operation of transformers in this respect. General information is given about the selection of suitable pressboard insulation. The surface of the pressboard can be mechanically treated for obtaining optimum characteristics. Processing the transformer active part in the right way in the factory is necessary for obtaining robust, well clamped windings. The processing steps, i.e. the sizing of the windings, the drying, the clamping and the subsequent oil impregnation, are discussed by means of practical examples. Finally, some basic considerations are given regarding the maintenance of transformers in operation.

## 1 INTRODUCTION

In the case of a short-circuit in the grid, massive "through-fault" currents may flow through the windings of power transformers. These currents cause strong electromagnetic forces acting on the transformer windings. In the worst case, the windings may move or the conductor disks tilt under the mechanic stress. In consequence, due to the geometric deviation from the original design, the electric withstand capability is reduced and a catastrophic dielectric failure may result eventually. Key to build power transformers capable of withstanding heavy short-circuit currents are tight, well fixed windings that keep the designed static clamping force constant as much as possible during the entire life-time. There are many parameters which impact the clamping, thus the performance at short-circuit. The following sections describe the most important ones.

## 2 SELECTION OF THE SOLID INSULATION

Large power transformers with high voltages and high field strengths, large volumes and high financial capital bound require for the insulation the top quality of materials: the risk of dielectric problems, e.g. partial discharges or dielectric breakdown on the test floor and later in service must be minimized.

The various pressboard types available on the market are defined in the IEC specification 60641 [1]. Three main requirements have to be considered:

- (a) The windings of these apparatuses demand for the spacing elements, as radial spacers and strips, excellent characteristics regarding the mechanical compression.
- (b) For building up the main insulation (Hi-Lo gap) and the phase to ground (respectively phase-to-phase) insulation, large sheets of stable pressboard are required for the barriers, which shall have lowest tendency of warping. The unfavorable effect of warping may occur at sheet manufacturing, during storage, transportation, assembly, drying and oil impregnation – or it may occur along the glue line of large cylinders.
- (c) Clean pressboard made entirely from pure cellulose pulp of high chemical purity. It shall be free from extraneous materials and, most important, be free from any metallic particles.

(a) The **mechanical requirements** are best matched if so called high-density "pre-compressed" pressboard<sup>(1)</sup> of IEC type B.3.1 is used. The outstanding strength and elasticity of this board is obtained at the manufacturing process by the simultaneous pressing and heating of the wet sheet. The action of pressure at high temperature is similar to the "sizing" conditions, when coils are first dried under pressure, before assembly on the core. That is where the expression "pre-compressed" has its origin. Alternatively, this board is sometimes called "hot-press-dried". It has an apparent density of 1.15-1.30 g/cm<sup>3</sup> for thicknesses > 3 mm, and the thickness tolerance is  $\pm 5\%$ .

For special needs regarding compression, "Spacerboard"<sup>(2)</sup> has been developed [2]. This material, typically used for radial spacers of disk windings, is made from pre-compressed board, but the mesh structure ("cloth mark") at the surface is entirely removed mechanically on both sides of the sheet [3]. This superior quality standard, with a thickness tolerance of just  $\pm 0.075$  mm, ensures utmost geometrical accuracy for the axial winding height at the best compression behavior, thus minimizing axial adjustment work on the windings in the factory due to unpredictable coil height. Table I shows the differences at the standardized compression test between standard pre-compressed board and "Spacerboard".

Regarding spacers, another important issue has to be mentioned: It has been found that cellulose particles, being hygroscopic, are the most dangerous of the non-metallic particles and that they represent the most frequent type of particle contamination in transformer oil [4–7].

<sup>(1)</sup> "Pre-compressed pressboard, a very hard and rigid pressboard characterized by high purity and mechanical strength. Its surface bears a cloth mark." (definition from the IEC standard [1])

<sup>(2)</sup> "Spacerboard" is a trademark of special high-density pressboard for short circuit resistant transformers

Table I Comparison of the compressive characteristic of standard pre-compressed TIV board with Spacerboard [3]. Test according to IEC 60641-2.

	5 minutes 1 N/mm <sup>2</sup>	5 minutes 20 N/mm <sup>2</sup>	5 minutes 1 N/mm <sup>2</sup>
	$h_0$	$h_1$	$h_2$
Compression	TIV 4mm original mesh surface	Spacerboard 4mm planed surface	
$C$	$\frac{h_0 - h_1}{h_0}$	4.16 %	2.93 %
$C_{rev}$	$\frac{h_2 - h_1}{h_0 - h_1}$	73.5 %	87.1 %
$C_{res}$	$\frac{h_0 - h_2}{h_0 - h_1}$	26.5 %	12.8 %

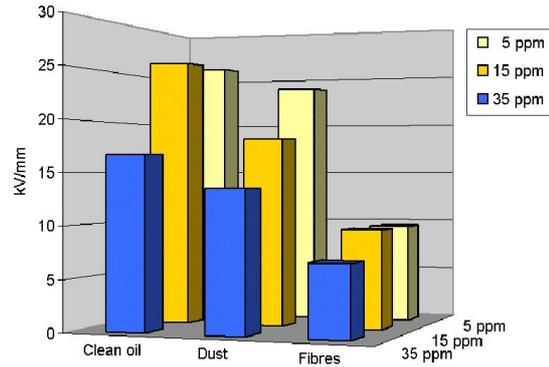


Fig. 1 Impact of cellulose contamination and water on the dielectric strength of transformer oil, after [5]

Fig.1 shows the drastic decrease of oil breakdown strength to a third when cellulose fibers with a length of up to 1000 μm are in the oil, even at a water content as low as 5 ppm. Cellulose fibers suspended in the transformer oil originate from napped surfaces of the paper and pressboard insulation.

However, the major source of this type of oil contamination are the thousands of edges of the spacing elements in the winding insulation which do not have a machined surface finish, Fig. 2. Punching spacers is a shearing process for the board and experience has shown that with the average quality of punching tools micro delaminations, burrs and hence the formation of fibers is unavoidable. This is the reason why milled strips and radial spacers are recommended, Fig. 3. Their edge surfaces are smooth and free from fibers.

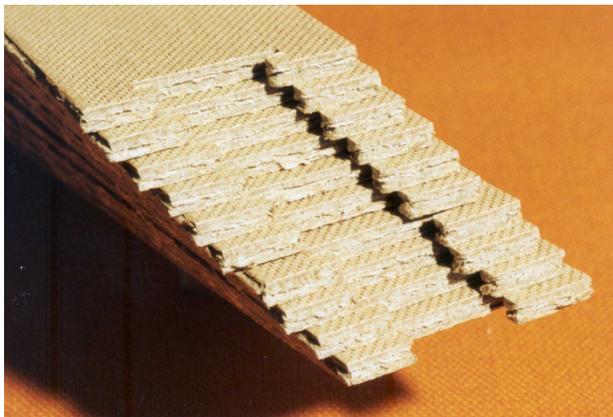


Fig. 2 Punched spacers reveal burrs and protruding fibers contaminating the streaming oil with cellulose particles



Fig. 3 Milled spacers have smooth surfaces free from fibers and keep the oil clean

(b) Since decades, the manufacturing process of making pre-compressed pressboard allows for the production of very **large size sheets**, the necessary paper makers hot presses being available. As a consequence, this high-density quality pressboard is produced worldwide – and can be shipped – in formats of up to 6.3 × 3.2 m. The large size keeps the expenditure for putting together big cylinder barriers reasonably low. The warping tendency of the sheets is, due to the wide range of possible contributing factors, yet extremely difficult to capture quantitatively. Thus, this property is not described in the IEC standards and the transformer manufacturers are forced to source from pressboard producers that historically are capable of producing and shipping flat sheets.

(c) The higher the voltage class, the higher the requirements regarding the **cleanliness** of the insulation material. In particular, metal particles attached to or embedded in the pressboard may cause discharges at dielectric testing or later in service. The IEC standard [1] details the test on small samples of a few hundred cm<sup>2</sup> by applying a chemical or an x-ray method. Although these methods are highly sensitive, they are in practice not really satisfying and are not suitable for differentiating the top quality materials: comparing the small sample size with the thousands of square meters and tons of production, it becomes evident that only a small fraction (in the ppb range) of the total production can be checked with the IEC methods – with the consequence of statistically irrelevant results. Yet, the occurrence of metal particles must be completely avoided. One way out of this dilemma is the use of hypersensitive metal detector devices that are screening the full sheet size on-line. Equipped with modern electronics and rugged housings, such kind of especially developed detectors are in operation since 1995 with success [8]. They are capable of detecting metal particles inclusions in the milli- to microgram range, both ferromagnetic (steel) and non-magnetic metals (stainless steel, aluminum, copper, brass etc.).

### 3 PROCESSING THE ACTIVE PART OF THE TRANSFORMER

There are two predominant challenges when processing the active parts of power transformers in the factory:

(a) The drying must be complete, i.e. the total amount of water shall be extracted from the pressboard and presspaper. In the case of an insufficiently dried transformer with partly moist insulation, problems at electric testing on the test floor are probable to occur. Yet, the hidden issue with moist insulation is the accelerated aging velocity right from the beginning of transformer life. This is particularly despicable because enhanced water content in the cellulose is difficult to detect and prove, and the negative consequence of incomplete drying is only detected after years in service.

(b) The static clamping pressure of the windings shall have a value as close as possible to the one determined by the transformer designer. This is a precondition for the apparatus to withstand short-circuit events in the grid.

#### 3.1 Sizing of the windings

In order to obtain compact windings, these are usually pre-dried with mechanical pressure, during the first drying cycle, often named "sizing". During this process step, the windings are compressed, so the final axial height is achieved – most important for the subsequent assembly of the core and the coils: all windings must exactly fit under the yoke. Best results are achieved with isostatic pressing. Applying a constant pressure throughout the drying time, either by large helical springs or by hydraulic equipment in the oven, yields optimum results regarding mechanical compacting of the cellulose insulation. This compressive operation is necessary for obtaining elastic windings [9]. In contrast, applying no pressure during drying is not advisable<sup>(3)</sup>.

#### 3.2. Moisture increase of pre-dried windings due to air exposure in the factory

As the exposed surface of cellulosic insulation governs the rate of water absorption, the thickness of the cellulosic insulation material is crucial. The range of thicknesses goes from 50 microns for paper up to the several centimeters for clamping rings made of laminated pressboard.

To demonstrate the different rates of water absorption of pressboard, the results from a matrix test are presented, where the following parameters on samples of 250 × 250 mm had been investigated [10]: Pressboard thickness and density, relative air humidity, temperature, presence of oil.

The equilibrium water contents  $w_{\infty}$  at different climatic conditions are summarized in Table II. The transient moisture increase for various pressboard thicknesses is depicted in Fig. 4. The influence of the pressboard density and of the temperature is shown in Fig. 5 and Fig. 6 respectively. It is generally accepted that the oil impregnation of paper and pressboard retards the absorption of water from the

<sup>(3)</sup> See also chapter 4.1 of this paper

environment. Fig. 7 shows the slowing effect of oiling the insulation, measured at different air humidities. Overall, the slowing factor of the oil varies in a wide range. Generally, it is higher for thin materials at low relative air humidity.

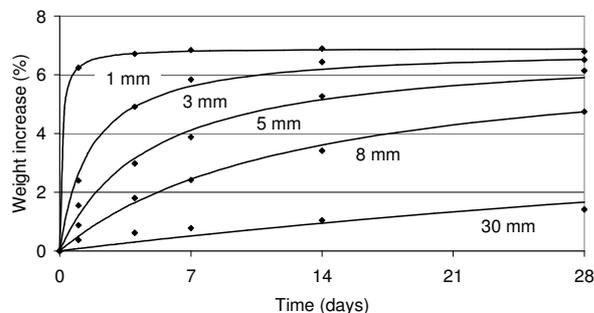


Fig. 4 Water absorption of dried high-density Transformerboard TIV samples of size 250×250 mm, at 23 °C and 50 % relative air humidity. Measurement (dots) and the calculation (lines)

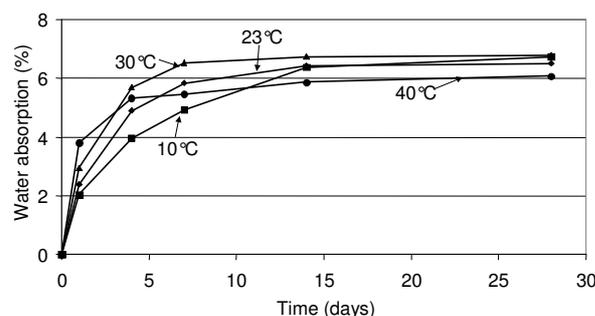


Fig. 6 Influence of the temperature: water absorption of 3 mm high-density pressboard TIV at 50 % relative air humidity

Table II: Equilibrium water contents  $w_{\infty}$  (%)

rel. air. hum.	10 °C	23 °C	30 °C	40 °C
25 %	-	-	-	3.4
50 %	7.4	6.9	6.8	6.0
75 %	11.2	9.7	10.9	9.7
97 %	19.5	19.9	28.2	25.4

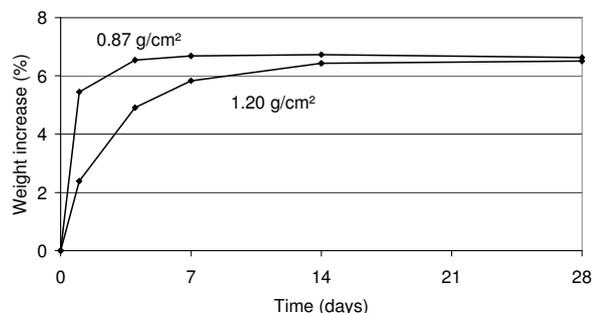


Fig. 5 Influence of the pressboard density: water absorption of 3 mm pressboard at 23 °C and 50 % relative air humidity

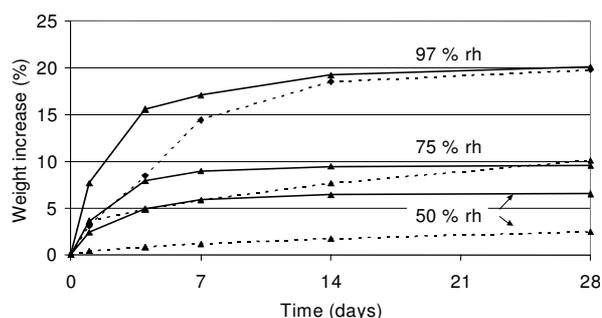


Fig. 7 Influence of the oil impregnation: water absorption of 3 mm high-density pressboard at 23 °C. Solid line non-impregnated, dashed line oil impregnated

In summary, the rate of water absorption is predominantly governed by the thickness of the cellulosic material. For thin sheets it takes a few days to reach equilibrium, whereas for thick sheets several weeks. Factors accelerating the water absorption are low-density of the pressboard (roughly doubling the absorption rate), high relative air humidity and high temperature of the environment.

When transformer active parts are exposed to the ambient after drying, the paper wrapping of the copper conductors will absorb water at a much faster rate than the thick pressboard components, such as cylinders, spacers, washers and clamping plates. This is due to both the smaller thickness and the lower density of the insulating material.

Impregnating the insulation after drying with transformer oil slows down the rate water absorption very effectively: it acts as a barrier substance in the pores of the solid insulation. The protective barrier effect is much better at lower temperatures and moderate relative humidity. In very hot and humid environments, the benefit of oiling the insulation against moisture pick up is almost nil. However, it has to be taken into account that oil is not a seal and thus the outer layers of the material are relatively quickly saturated with water.

### 3.3. The final vacuum cycle in the factory

By oiling the previously dried windings as an additional process step, some transformer manufacturers strive for reducing the inevitable water adsorption at final assembly, when the windings or the complete active part are exposed to the ambient.

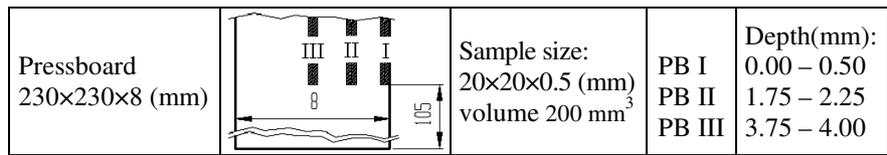
Yet, since oiled insulation is from experience more difficult to dry, it is not obvious under what circumstances and conditions oiling would provide the better industrial solution. A systematic study had been conducted, simulating the final vacuum drying performance in the transformer factory with four different insulation models: high-density pressboard sheet (T IV), laminated pressboard (T IV), moulded pressboard, crepe paper wrap [11]. All models were subjected to the test procedure according to Table III. After pre-drying, one half of the models was oil impregnated, before being exposed to air for several days. The comparatively humid air condition (30 °C and 90 % r.h.) was chosen on purpose, as well as the long exposure times of two or five days. In this paper, only the results of the pressboard sheets are reported.

Table III Test procedure simulating the processing

Sequence	Condition	Day
Pre-Drying	Hot air circulation 105 °C, 2 days	
	Vacuum < 1 mbar, 105 °C, 14 days	
Impregnation	With dry mineral oil, < 1mbar at 90 °C (only one half of the test models was oil impregnated)	
Exposure to air	Climate 30 °C / 90 % r.h., 2 and/or 5 days	0
Drying ("final vacuum cycle")	Vacuum < 1mbar, 60 °C, 7 days	
	Measure moisture profiles after 1, 3 and 7 days	1, 3, 7

The moisture profile was determined by taking small samples from different model locations, i.e. increasing depths from the surface in contact with the air/vacuum. Fig. 8 shows the samples taken from the center of the pressboard sheet model.

Fig. 8 Locations of samples for measuring the water content at different depths inside the pressboard sheet models



Regarding the effect of oil impregnation, Fig. 9 reveals that the oil-impregnated board absorbed significantly less water during the air exposure (values at time = 0). Whereas at the board/air interface (PB I) the difference was only moderate, it was substantial inside the pressboard (PB III).

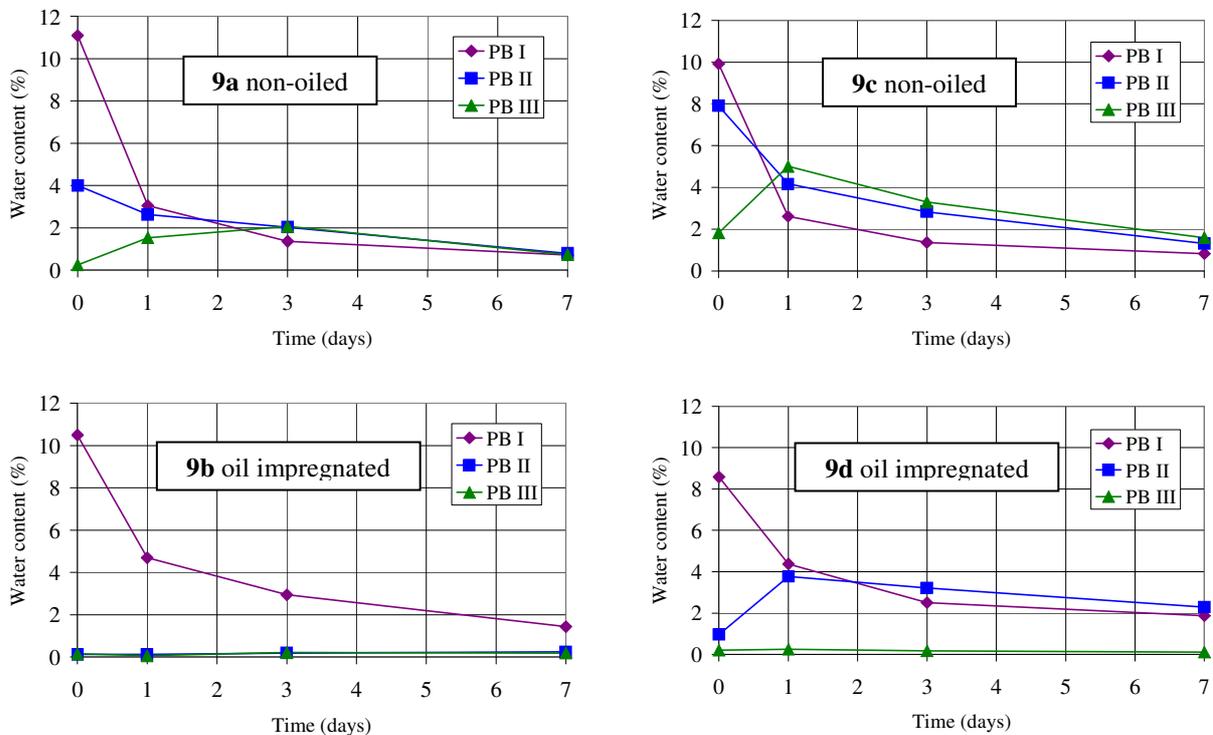


Fig. 9 Water content variation during 7 days vacuum drying at 60 °C of flat high-density Transformerboard sheet, previously exposed to air during two days (Figs. 9a-b, left) and during five days (Figs. 9c-d, right)

It can be well observed that the presence of oil slowed down the drying during the subsequent vacuum phase ( $t > 0$ ): the moisture end values of the oil-impregnated models (Figs. 9b and 9d) were markedly higher than the non-oiled. The high moisture values of all pressboard sheet models after 7 days vacuum drying are noteworthy.

The observation of water molecules drifting back towards the board/air interface as well as further into the opposite direction towards the centreline of the pressboard sheet after vacuum application was strongly confirmed with the five days air exposure experiment: during and after termination of the drying cycle, higher moisture levels were encountered inside the board (PB II and PB III in Fig. 9c, and PB II in Fig. 9d) when compared with the surface measuring point (PB I).

## 4. TRANSFORMER OPERATION AND MAINTENANCE

### 4.1. Temperature effect

A very interesting but often underestimated effect of static clamping of transformer winding is the dependence on temperature. Due to higher temperature expansion coefficients of paper, pressboard ( $70 \cdot 10^{-6}/K$ ) and copper ( $17 \cdot 10^{-6}/K$ ) when compared with steel ( $11 \dots 16 \cdot 10^{-6}/K$ ), the clamping force will increase with higher temperatures [12]. Similar to the water swelling effect, this phenomenon may affect the clamping behaviour because of plastic deformation of the paper and pressboard [13]. This theory had been investigated in a laboratory scale experiment with disk winding models, Figs. 10 and 11. The processing consisted of vacuum drying (0.5 mbar) at  $105 \text{ }^\circ\text{C}$  for 7 days. Model A was kept under constant load ( $5 \text{ N/mm}^2$ ) during the drying period, whilst model B was dried without any pressure. Subsequently, the models were cooled down to room temperature, still under vacuum and pressure (model A). When room temperature was reached, the dried models were assembled inside a small  $500 \text{ cm}^3$  container to the test-rig, the initial clamping pressure ( $2.5 \text{ N/mm}^2$ ) was obtained by adjusting the distance between the parallel steel clamping plates, see Fig. 11. The time for assembly was kept as short as possible in order to minimize the moisture increase of the cellulose due to air exposure. After impregnation with dry transformer oil, the vacuum was released and the temperature raised to  $100 \text{ }^\circ\text{C}$  with subsequent 24-hours variation between  $30 \text{ }^\circ$  and  $100 \text{ }^\circ\text{C}$ , simulating a daily load cycle of the transformer.

The pressure of model A, which was processed with isostatic sizing, oscillated distinctly between 4 and  $2 \text{ N/mm}^2$ , Fig. 12. This model exhibited a good elastic behavior. On another hand, model B which was dried without any pressure lost its clamping force to a large extent within the first 10 days of operation, oscillating around  $1 \text{ N/mm}^2$ , Fig. 13. Evidently, transformer windings processed in this way will fail sooner or later in operation under the mechanical stress of through-fault currents.

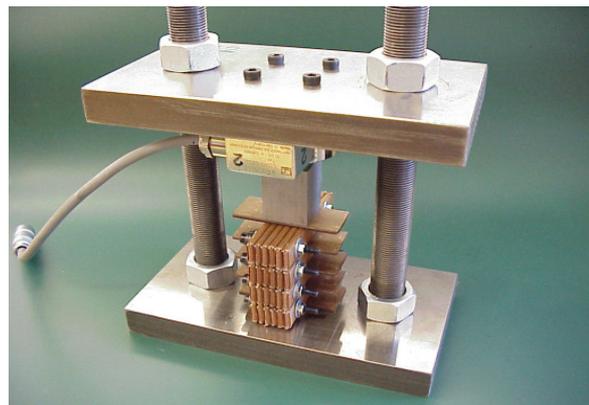
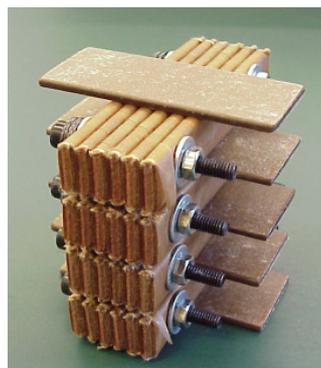
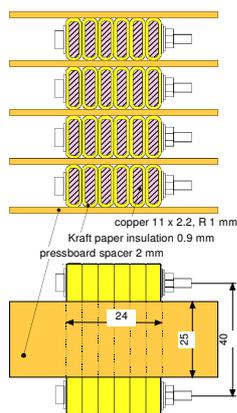


Fig. 10 Spacers (2 mm thickness) interspersed with paper insulated copper conductor disk segments. Apparent pressed area:  $600 \text{ mm}^2$ . Model A was dried with constant pressure of  $5 \text{ N/mm}^2$ , model B without any pressure.

Fig. 11 Assembly of the sample underneath the pressure sensor in the test-rig. The initial clamping pressure of  $2.5 \text{ N/mm}^2$  (design value) was obtained by adjusting the distance between the steel plates.

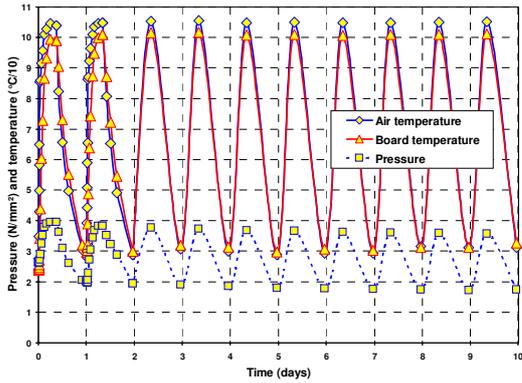


Fig. 12 Oscillating clamping pressure of model A due to the daily cycles of the temperature. The good elastic behavior is achieved by isostatic pressure during drying.

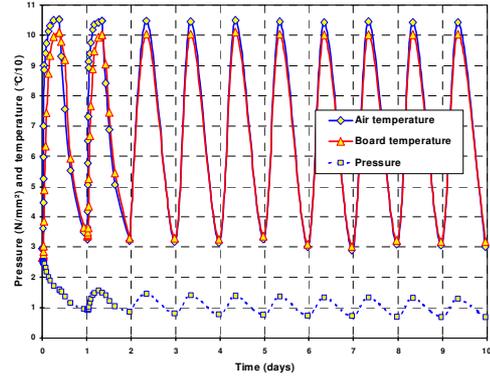


Fig. 13 Due to plastic deformation as a consequence of missing compression during drying, model B operates at a clamping pressure regime which is significantly lower than the design value of 2.5 N/mm<sup>2</sup>.

#### 4.2. Aging and maintenance

As has been stated earlier, it is important to keep the active part of the transformer in a dry status. One reason is the strong impact of water on **aging**: The deterioration process accelerates with increasing water contents in the transformer. The consequence of reduced lifetime can be expressed with equation (1), after [14]. Fig. 14 shows the coefficient A as a function of the water content [15] and Fig. 15 the expected lifetime for selected temperatures.

$$Expected\ Life = \frac{1}{A \cdot 24 \cdot 365} - \frac{1}{1000} \cdot e^{\frac{13350}{T + 273}} \quad [year] \quad (1)$$

A is a coefficient related to the water contents in the cellulose insulation

T is the Temperature [°C].

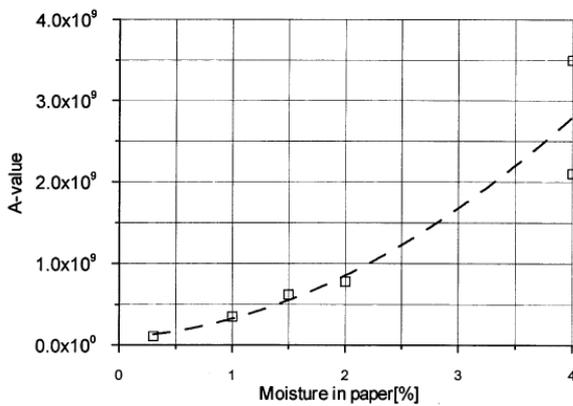


Fig. 14 Coefficient A from equation (1) versus water content of the paper, after [15]

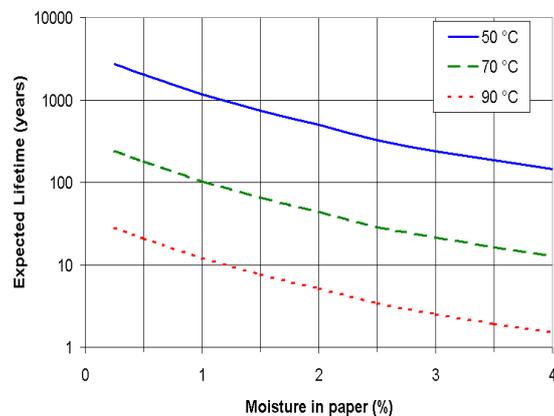


Fig. 15 Lifetime for selected, constant temperatures versus water content of the paper

The second reason is related to a **mechanical/pressure** issue: Water has a pronounced swelling effect on pressboard and paper. As these solid insulation products are of natural origin, they do not recover completely their dimensions at subsequent drying: they tend to shrink more after the second drying when compared with the dry status before moistening. In practice, transformers are subject to numerous temperature cycles, with associated moisture transients between the solid and the liquid insulation. Moreover, old and wet transformers are sometimes dried out after years of operation in order to prolong their lifetime. Both will affect the static clamping force negatively, as depicted in Figs. 16 and 17 [12]. It is therefore strongly recommended to check the remaining clamping forces after the dry-out of old, wet transformers on-site or in the repair shop.

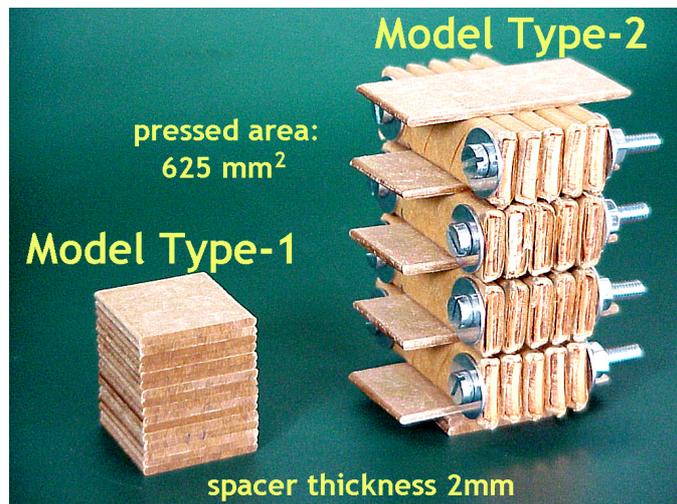


Fig. 16 Models used to investigate the course of the clamping pressure during one moistening and re-drying cycle. The models were rigidly clamped between two steel plates, the clamping pressure was recorded by means of force sensors.

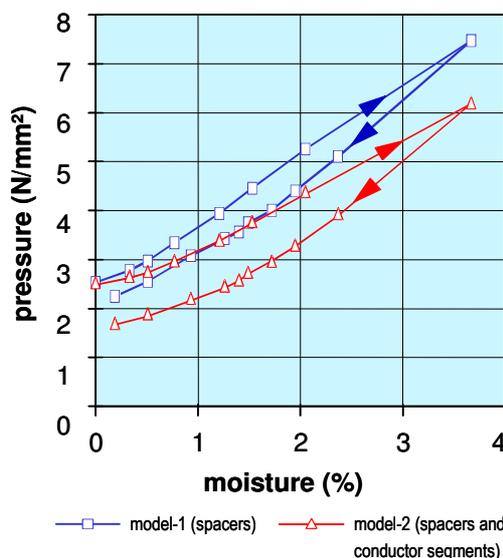


Fig. 17 At ambient temperature, the models were moistened and dried again (with vacuum). The disk winding model type-2 lost approx. 25 % of the original clamping pressure as a consequence of plastic deformation.

The third very important reason is obviously the strong dependence of the **dielectric strength** on the water content, e.g. [5, 16]. At very high water contents, the strength may be a fraction only of the one under dry condition.

## 5. SUMMARY AND CONCLUSION

Good resistance of power transformer windings to the electromagnetic forces occurring during short-circuits in the grid can be achieved if some basic physical facts are understood and considered, and some measures and procedures are implemented.

- Solid insulation: Only high-density pre-compressed pressboard provides good elastic compression behaviour. In the case of radial spacers of disk windings, Spacerboard is recommended with superior compressive characteristics. In addition, oil contamination with cellulose fibres can be significantly restrained by using milled spacers instead of punched.
- Processing of the active part: Compact, elastic coils are obtained if they are pre-dried ("sized") under constant pressure. The subsequent moisture increase of the cellulosic insulation during final assembly is an issue. Oiling the windings reduces the water absorption, thus the swelling, significantly. However, oiled windings take more time to dry out at the final vacuum cycle.
- In operation, the active part must be maintained as dry as possible: In the first place, water in the oil/paper system acts as a strong aging accelerator, which entails reduced lifetime of the transformer. Secondly, keeping the transformer dry prevents swelling of the cellulose with the consequence of plastic deformation of the clamped insulation parts. Thus, the risk of loose windings is minimized, particularly following dry-out after years of operation. Thirdly, the electric strength of oil/paper insulation systems is drastically reduced at high water contents.

## LITERATURE

- [1] IEC 60641 Specification for Pressboard and Presspaper.
- [2] H.P. Moser, "*Transformerboard*", chapter V Compression strength, Scientia Electrica, 1979.
- [3] G. Heldmaier, "Spacerboard", Bulletin Weidmann, June 1996.
- [4] J. Samat, D. Lacaze, "Micro-particles in transformer oil and dielectric withstand effects", Alstom Review No. 11, 1988.
- [5] P. Sinz, "Der Einfluss von Feuchte und Partikeln auf die elektrische Festigkeit von Isolierölen", PhD Thesis, Graz, 1990.
- [6] M. Ikeda, I. Inoue et al., "Particle-in-oil number measurements and their effects on breakdown voltage of transformer oil", T. IEEJ Japan, No. 11, pp. 1277-1283, Nov. 1998.
- [7] CIGRE Brochure Ref. 157, "Effect of particles on transformer dielectric strength", SC12 WG12.17, 2000.
- [8] Ch. Krause, "Metal Detector MDA", WICON Insulation Conference, Rapperswil, 1996.
- [9] H.P. Moser, "*Transformerboard*", chapter V.2 Behaviour of Transformerboard under static pressure, Scientia Electrica, 1979.
- [10] HP. Gasser, Ch. Krause, T. Prevost, "Water absorption of cellulosic insulation materials used in power transformers", ICSD Conference, Winchester UK, 2007.
- [11] Ch. Krause, HP. Gasser, "The effect of oiling the insulation of power transformers on the efficiency of the final vacuum cycle", ISEI Symposium, Toronto, 2006.
- [12] Ch. Krause, W. Goetz, "The change of the clamping pressure in transformer windings due to variation of the moisture content – tests with pressboard spacer stacks", CIGRE SC 12 Transformer Colloquium, Budapest, 1999.
- [13] Ch. Krause, W. Goetz, B. Heinrich, "The impact of drying and oil impregnation conditions and of temperature cycles on the clamping force of power transformer windings", ISEI Symposium, Boston, 2002.
- [14] A.M. Emsley, G.C. Stevens, "Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers", IEE Proc. Sci. Meas. Technology, Vol. 141, No. 5, pp. 324-334, 1994.
- [15] L. Lundgaard et al., "Ageing and restauration of transformer windings", SINTEF energy research report TR A5540, 2001.
- [16] Ch. Krause, P. Brupbacher et al., "Moisture effects on the electric strength of oil/pressboard insulation used in power transformers", ICDL Conference, Coimbra, Portugal, 2005.

# PREVENTION OF OIL-FILLED TRANSFORMER EXPLOSION: DESIGN OF EFFICIENT PROTECTIONS USING NUMERICAL SIMULATIONS

**G.PERIGAUD**  
SERGI Holding  
research@sergi-holding.com  
France

**M. PETROVAN-BOIARCIUC**  
SERGI Holding  
research@sergi-holding.com  
France

## ABSTRACT

Electricity markets are very competitive. In order to limit costs, companies are often forced to reduce their investments by using aging equipment and by overloading their transformers. For these reasons, oil-filled transformer explosions are becoming more and more frequent. They are caused by electrical arcs occurring in transformer tanks which result in dangerous tank ruptures, expensive damages and possible environmental pollution.

To limit the consequences of an explosion, protective walls surrounding transformers can contain the explosion while sprinklers may extinguish the induced fire. In order to extend this chain of protections to the transformer itself, a strategy to prevent transformer tank rupture was developed. The concept of this strategy is based on the direct mechanical response of a depressurization set to the inner dynamic pressure induced by electrical faults. The efficiency of this depressurisation strategy was then experimentally showed: if the oil evacuation through the depressurization set is activated within milliseconds by the first dynamic pressure peak before static pressure increases, the explosion can be prevented.

Complementarily, in order to minimize the costs and the risks of the experimental testing a compressible two-phase flow numerical simulation tool based on a 3D finite volume method was developed to study transformer explosions and possible strategies for their prevention. First enthusiastic results were obtained. The current paper shows the applications of this simulation software as a decision making tool, especially toward optimizing the efficiency of real mechanical transformer protections. Among others, the influence on the depressurisation process of the position, size, and orientation of the protection is discussed over a series of various transformer power ratings and geometries.

## 1 NOMENCLATURE

$\alpha_1 \rho_1$	Gas partial mass	$\dot{E}$	Arc energy transfer	$div(\cdot)$	Spatial divergence
$\rho \bar{u}$	Mixture momentum	$\Phi_g^{u,E}$	Gravity terms	$\otimes$	Tensor product
$E$	Mixture total energy	$\Phi_T^E$	Mixture Fourier's law	$\partial \cdot / \partial \cdot$	Partial derivative
$P$	Mixture pressure	$\Phi_\mu^{u,E}$	Viscosity terms		
$u, v, w$	Velocity components	$\nabla$	Spatial gradient		

## 2 INTRODUCTION

Power transformers are highly dangerous due to the large quantity of oil they contain combined with high voltage elements. Low impedance faults which result in arcing may occur when the oil loses its

dielectric properties. This causes a dynamic pressure increase in the location of the arc, which then translates into a large rise in the static pressure within the transformer tank, ultimately resulting in the tank rupturing in an explosive manner and subsequent dangerous fires, extensive damage and possible environmental pollution (see Figure 1). The damages caused are highly expensive and yet despite the risks, no specific standards have been set to design and protect transformer tanks subjected to large dynamic overpressures.



*Figure 1 – Transformer Explosion Example (Venice Power Plant – USA - 2000)*

One strategy for preventing damages from low impedance faults involves the rapid evacuation of oil within milliseconds of the arc event by means of a passive mechanical system. A complete experimental study was performed [6] consisting of electrical arcing tests in industrial size oil-immersed transformers equipped with this protection strategy. Details of the results can be found in [6].

As live tests are both highly expensive and dangerous, an alternative approach becomes much more attractive. Computer simulations have made considerable advances in recent years, beginning from 0D incompressible approximations [5], and progressing through 2D [2] methods, and current 3D models [7]. The simulation tool used in this report is based on a 5-equation model for compressible multi-phase flows.

The aim of this paper is to present the results of the application of this computer simulation tool towards optimizing a rapid oil evacuation strategy under a variety of different situations. In section III, the computational simulation tool is discussed in greater detail. In section IV the parameters used to define the simulations are presented. In section V, a simulation of a completely unprotected transformer is described first, second the time evolution inside a protected and unprotected transformer after an electrical arc occurs is detailed, and then the effect of the protection diameter is explored. In section VI, the effect of the transformer size is analyzed. And finally in section VII the effect of the protection configuration is investigated.

### **3 COMPUTATIONAL SIMULATION TOOL**

The set of equations used to theoretically and numerically describe the phenomena is a model for 3D compressible two-phase flows that is based on a set of partial differential equations (PDE), which governs the hydrodynamic behaviour of mixtures. The PDE set is given in eq. 1, and is based on a 5 equation model developed in [1].

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial \alpha_1}{\partial t} + \vec{u} \cdot \vec{\nabla} \alpha_1 = 0 \\ \frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{u}) = 0 \\ \frac{\partial \alpha_1 \rho_1}{\partial t} + \text{div}(\alpha_1 \rho_1 \vec{u}) = 0 \\ \frac{\partial \rho \vec{u}}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{u} \otimes \vec{u} + P) = \Phi_g^u + \Phi_\mu^u \\ \frac{\partial E}{\partial t} + \text{div}((E + P) \vec{u}) = \Phi_g^E + \Phi_\mu^E + \Phi_T^E + \dot{E} \end{array} \right. \quad \text{eq. 1}$$

One of the major and most interesting characteristics of the model is its ability to accurately depict the pressure wave propagation inside liquids and gases. Physical effects such as gravity, viscosity, and heat transfers are added in the modelling in order to be as close as possible to reality. Further details of their application can be found in [7].

A finite volume method is thus adopted to numerically solve the PDE system. The volumes are defined by an unstructured 3D mesh, therefore allowing a precise description of complex geometries such as transformer tanks.

## 4 PARAMETERS

### 4.1 Transformer Geometry

As there is no standard design for transformers, it was chosen to instead focus on the components and dimensions which are characteristic for transformer tanks. In this manner, a highly parameterized generic transformer tank geometry has been created for the purpose of simulations, and is shown in Figure 2. The geometry contains three core windings and bushings for high and low voltage terminals.

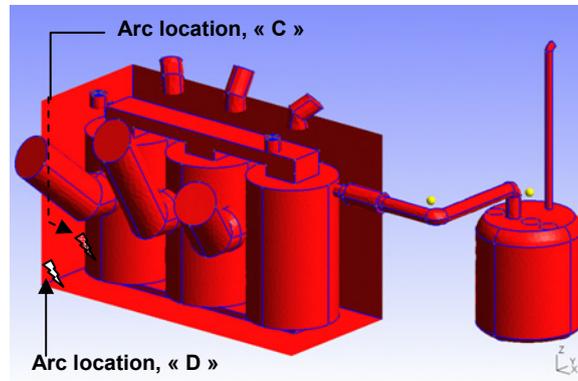


Figure 2 – Generic Transformer Geometry with Protection

For this paper, 2 transformer geometries are studied:

- A 200MVA transformer tank which dimensions are: 5.75 m (18.9 ft) long, 3.5 m (11.5 ft) high and 2.5 m (8.2ft) large, used in section V and section VII;
- A 1000MVA transformer tank which dimensions are: 10.5 m (34.5 ft) long, 2.95 m (9.67 ft) high and 5.3 m (17.4 ft) large, used in section VI.

### 4.2 Description of the Electrical Arc

An interesting test campaign was performed during the SEBK project [3], [4], wherein an early phase analyzed transformer oil vaporization and cracking. Further tests on much larger transformers [6] provided more information on electrical arc phenomenon.

#### 4.2.1 Overview

When a low impedance arc occurs in an oil insulated transformer, the liquid oil surrounding the arc location is quickly vaporized and a gas bubble is created. As the liquid oil does not allow for expansion, the gas bubble becomes highly pressurized at the point of vaporization. This pressure difference between the gas bubble and the surrounding oil creates dynamic pressure waves, which propagate throughout the transformer, interacting with the tank structure.

After the initial oil vaporization and gas bubble creation, the electrical arc will no longer be in direct contact with the transformer oil, and therefore further vaporization is limited. Instead, the arc energy transferred to the gas is used to heat the gas up and break the vaporized oil into smaller molecules. However, the cracking of the vaporized oil does not seem to have as pronounced effect on the pressure wave generation as the initial vaporization process.

Based on these reports, the simulated electrical arc rapidly vaporizes a volume of oil in the modelled transformer, creating a highly pressurized gas bubble. The pressure inside this bubble quickly and locally surpasses the static withstand limit of the transformer tank, and then dynamic pressure waves are generated. Energy from the arc is further applied to the gas according to the arc simulation parameters.

#### 4.2.2 Study Arcing Conditions

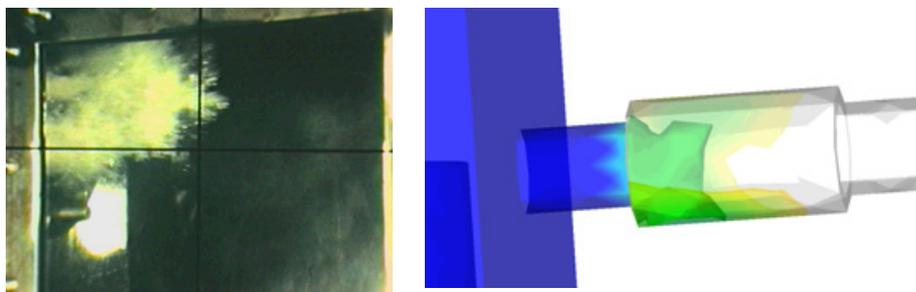
For this study, “worst case” scenarios have always been selected:

- For section VII on the influence of the protection orientation, an 11.5MJ-arc is located in position “C” (near a winding in the lower region of the tank wall at the opposite side of the protection) as shown in Figure 2, and is fed during 83 milliseconds (4 cycles);
- For sections V and VI, arcs of 7.5 MJ and 20 MJ are ignited in position “D” (corner of transformer tank furthest from the protection) as shown in Figure 2.

An unsteady alternating current is assumed for the electrical arc, which is simulated for *50ms (2.5 cycles)*. Different arc parameters were chosen in order to gain a better understanding of the effect of the electrical arc on the efficiency of the protection described in appendix.

#### 4.3 Modelling the Protection

Simulating the operation of the depressurization system (see appendix) is a difficult task. This has been accomplished in the computational tool by removing the separation between the oil and the atmosphere as a function of the pressure difference across the barrier. Furthermore, the opening function is constrained to open progressively from the centre first then to the outer rings. A comparison of the oil evacuation from live tests (left) and simulations (right) is also shown in Figure 3. In addition, all of the components of the depressurization system are represented in the simulation. As seen in Figure 2, the decompression chamber, oil gas separation tank, explosive gas evacuation pipe and all intermediate piping are fully modelled.



*Figure 3 – Simulated and Experimental Protection Comparison*

## 5 INFLUENCE OF THE PROTECTION DIAMETER

This section is dedicated to the study of a protection operation (see appendix) versus the diameter of the Depressurization Set (DS). A 200MVA transformer geometry is considered hereafter. The arc, which conditions are those detailed in section IV, is located in position “D” (see Figure 2).

### 5.1 Reference Case: Unprotected transformer

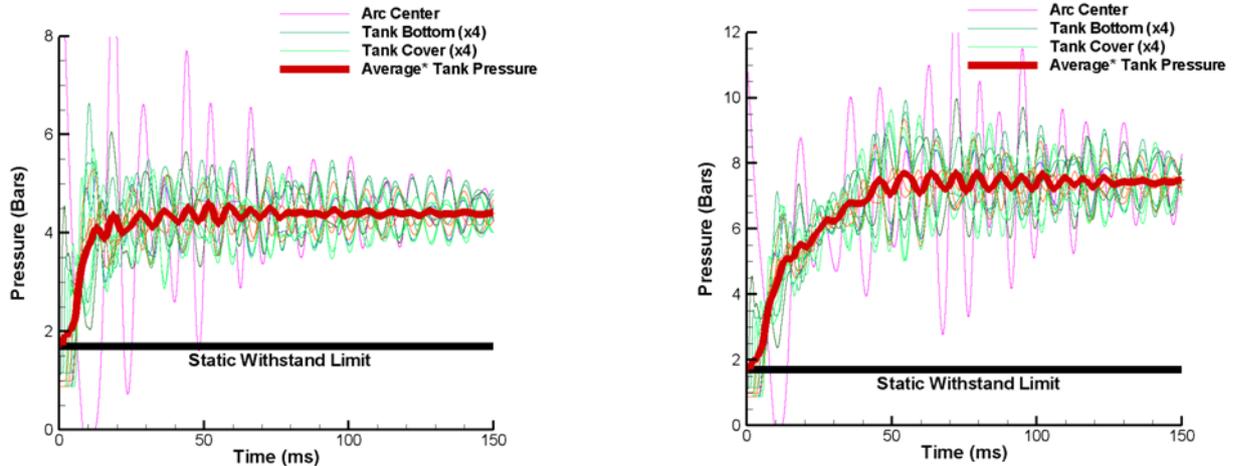


Figure 4 – Dynamic & Average Pressure Evolution –Unprotected Transformer, 7.5MJ arc (left) 20MJ arc (right)

In order to establish a reference case, an electrical arc was allowed to occur in a transformer without any form of protection. As shown in Figure 4, the pressure at all points in the tank will converge within 150ms towards 4.5bars absolute pressure after a 7.5MJ arc (left) and 7.5bars absolute pressure after a 20MJ arc (right). As the tank is not designed as a pressure vessel, the probability of tank rupture in both arcing scenarios is very high.

The ability of the 3D simulation tool to provide quality information at any point in the transformer for any point in time is thus invaluable for determining weak or poorly protected areas and geometry influence on dynamic pressure (see Figure 5a).

### 5.2 Protection Operation Illustration: Event Chronology

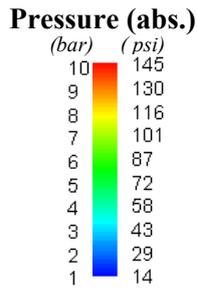
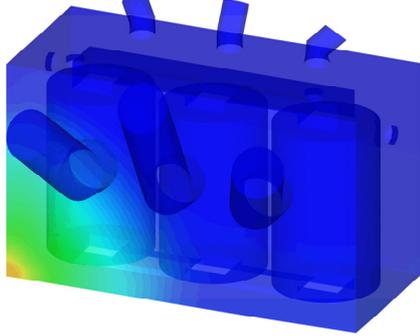
A “worst case” electrical arc of 20MJ was simulated in a transformer with a protection system of 10 inches in diameter. Details of the protection system can be found in the appendix.

The full sequence, from the arc ignition to the complete depressurization of the transformer tank and its comparison with the unprotected transformer tank, is shown in Figure 5b:

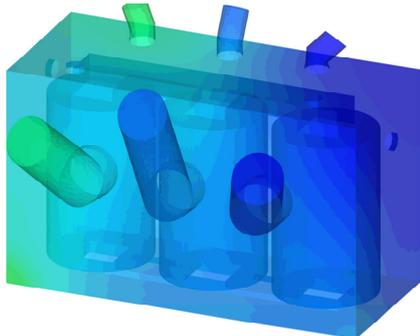
- At 2ms, the electrical arc has generated a dynamic pressure wave which travels throughout the transformer at the speed of sound of the oil.
- At 5ms, the dynamic pressure wave is approaching the depressurization system.
- At 30ms, the depressurization system has already been activated and has already begun depressurizing the tank due to the escaping oil: there is a noticeable difference in pressure levels when comparing the protected and the unprotected transformer.
- At 60ms, the protected transformer tank is fully depressurized and tank rupture has been avoided.

Additionally, it should be noted that the pressure in the decompression chamber of the depressurization system remains very close to atmospheric pressure, with very low pressure rises.

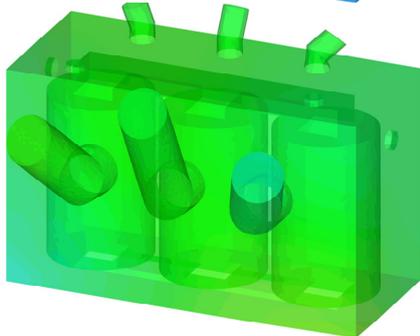
**Without Protection**



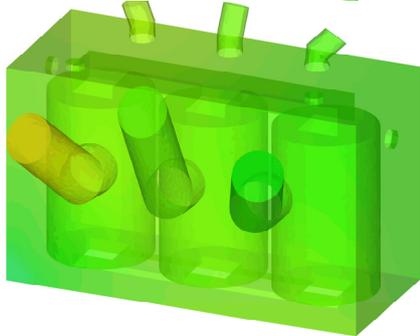
*t = 2 ms*



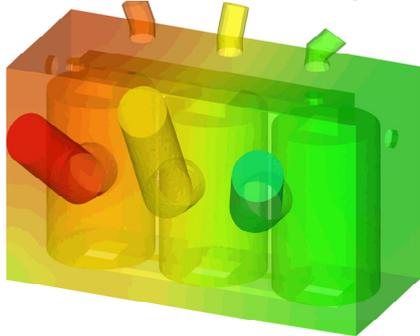
*t = 5 ms*



*t = 15 ms*



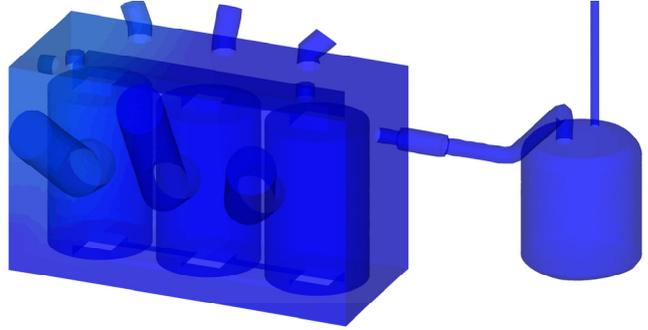
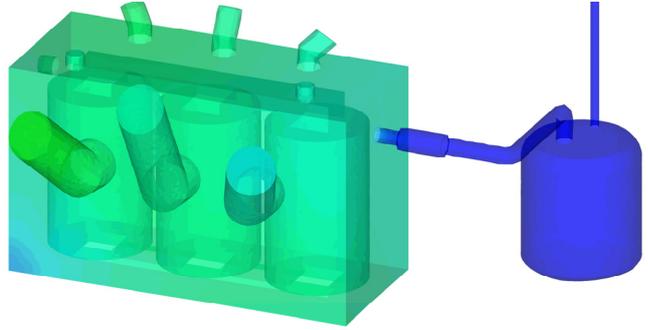
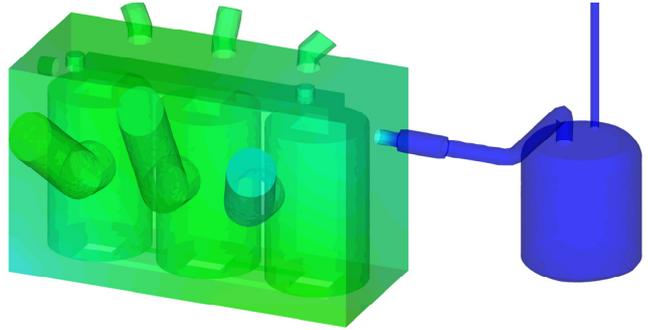
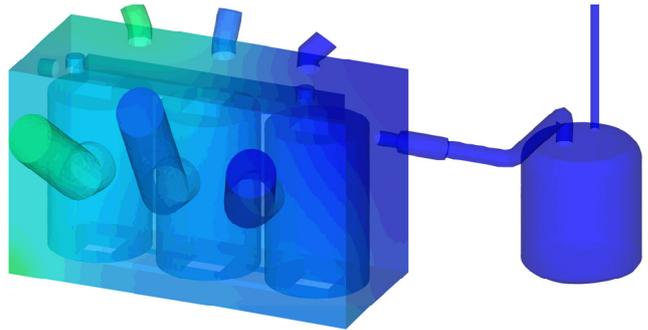
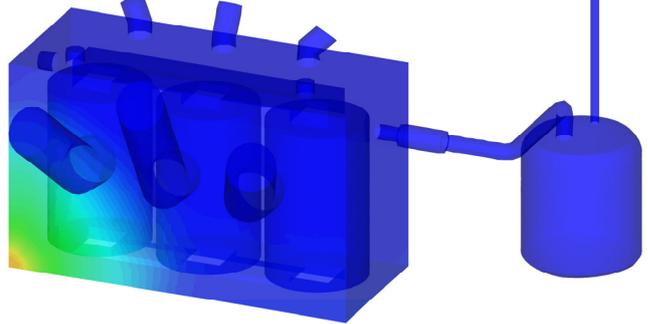
*t = 30 ms*



*t = 60 ms*

*Figure 5a – Absolute Dynamic Pressure Evolution Without Transformer Protection – 20MJ Arc*

**With Protection**



*Figure 5b – Absolute Dynamic Pressure Evolution with Transformer Protection – 20MJ Arc, 10 inch DS Diameter*

### 5.3 Analysis of the Depressurization Set Diameter Influence

As the rapid oil evacuation takes an active part in the depressurization of the transformer tank, a larger diameter protection should intuitively correlate to a larger amount of evacuated oil, ultimately resulting in improved efficiency.

However, as seen in Figure 6, a smaller diameter protection will also result in higher oil velocities, and the depressurization rate is consequently not so obvious. Therefore, a series of tests was performed to gain a better understanding of the effect of the protection diameter.

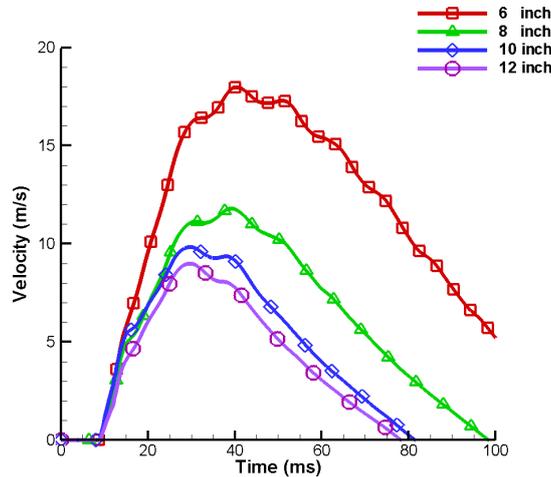


Figure 6 – Expelled Oil Velocities- Various DS Diameters

In two separate numerical test campaigns with differing arc energy levels, the effect of the diameter of the protection was examined by changing the simulated diameter from 4 inches (0.1m) to 12 inches (0.3m) in 2 inch (0.05m) intervals.

The results are shown in Figures 7 and 8. Indeed, there is a relationship between the depressurization rate and the diameter of the protection. The total time required for depressurization in these tests is recalled in table 1, and corresponds to the time required for the dynamic pressure at every point in the transformer to get back under the withstand pressure limit that is set here to 1.7bar (24.7Psi) absolute pressure.

Diameter	Depressurization Time	
	7.5MJ	20MJ
4 inch	113ms	>150ms
6 inch	70ms	96ms
8 inch	50ms	67ms
10 inch	40ms	61ms
12 inch	34ms	56ms

Table 1 – Depressurization Times - 200MVA Transformer

Based upon the CEPTEL test results [7], we know that a transformer tank can withstand extreme dynamic pressures (up to at least 14 bar, 203Psi absolute) for very a very short period of time not exceeding a few tens of milliseconds.

Combined with the results of the simulation, we can conclude that a 4 inch (0.1m) diameter protection system would have an unacceptably high risk of transformer tank rupture.

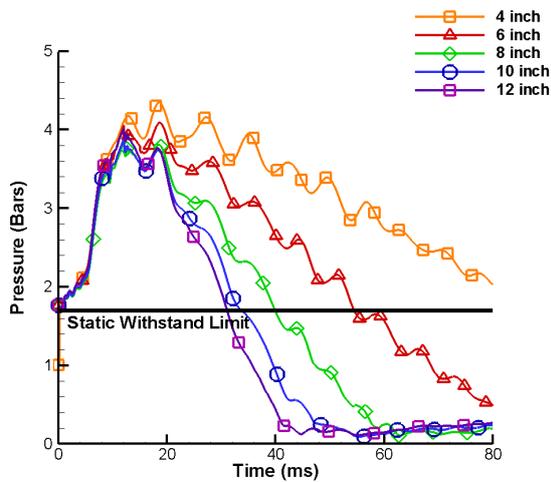


Figure 6 – Absolute Average Pressure Evolutions vs. DS Diameter after a 7.5MJ Arc

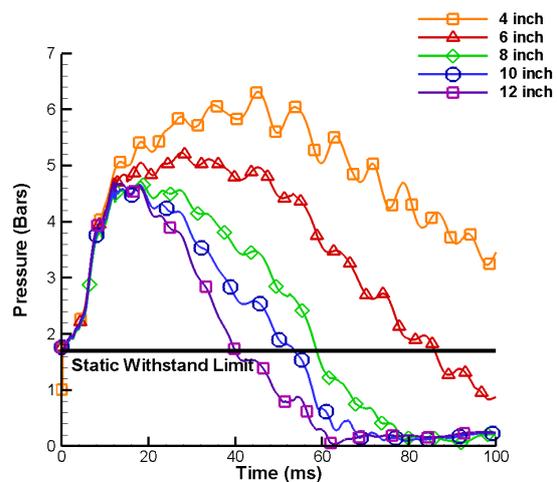


Figure 7 - Absolute Average Pressure Evolutions vs. DS Diameter after a 20MJ Arc

It seems that a 10 inch (0.25m) protection system could have been used for this transformer, and depending on the particular operating conditions of the transformer, a smaller protection may have even been acceptable.

## 6 INFLUENCE OF THE TRANSFORMER SIZE

Recall that for most of this paper, the transformer is 5.75 m (18.9 ft) x 3.5 m (11.5 ft) x 2.5 m (8.2ft) in dimension, similar to a 200MVA transformer. However, the transformer size should have an effect on the efficiency of the protection. The same series of diameter tests were run using a transformer tank which was 10.5m (34.5 ft) x 2.95m (9.67 ft) x 5.3m (17.4 ft) in dimension, similar to a 1000MVA transformer. The complete test results are given in table 2.

Diameter	Depressurization Time	
	7.5MJ	20MJ
6 inch	191	195
8 inch	117	110
10 inch	82	95
12 inch	69	73

Table 2 – Depressurization Times for the 1000 MVA Transformer

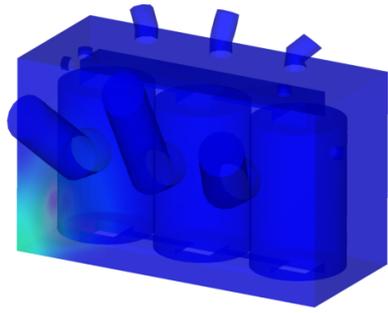
The larger dimensions of the 1000MVA geometry facilitate more complex interactions between the transformer tank and the pressure wave phenomenon. The result is that as the transformer tanks become larger, a larger protection system will become required.

## 7 STUDY OF THE PROTECTION ORIENTATION INFLUENCE

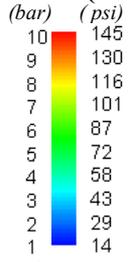
### 7.1 Numerical Test Description

The same 200 MVA transformer geometry as that used in sections V is considered here.

**Without Protection**

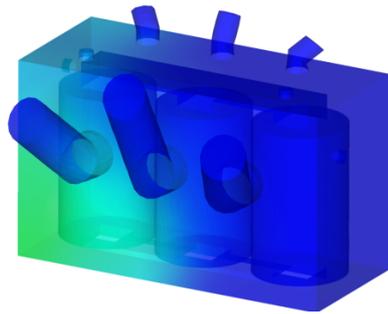
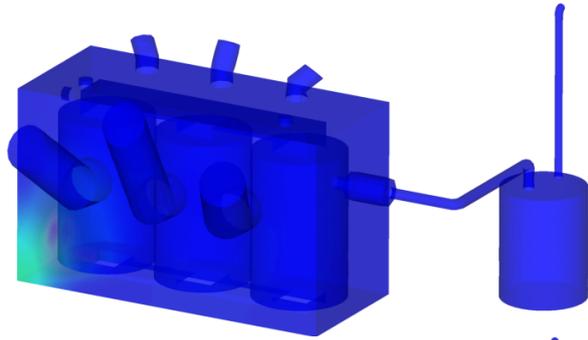


**Pressure (abs.)**

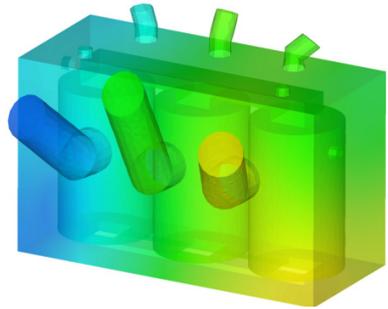
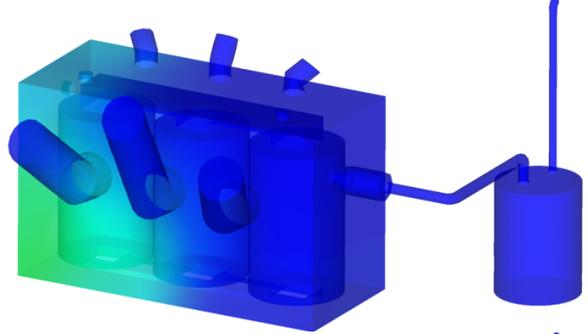


*t = 1 ms*

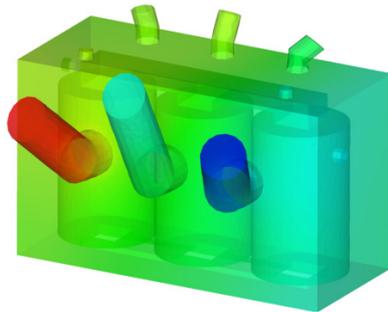
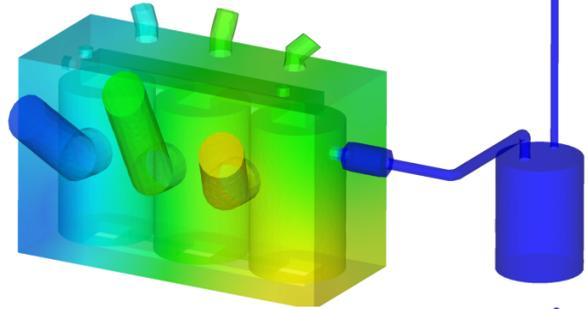
**With Protection**



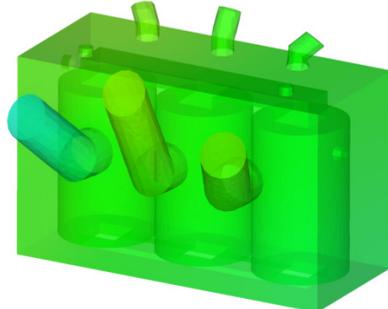
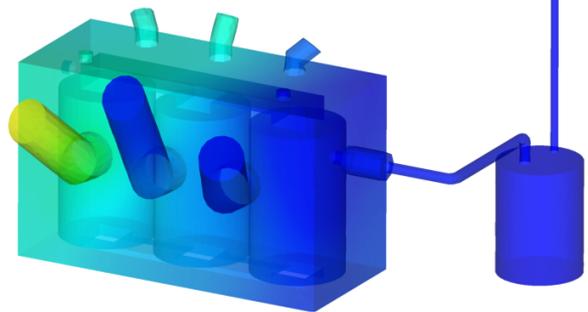
*t = 3 ms*



*t = 10 ms*



*t = 30 ms*



*t = 60 ms*

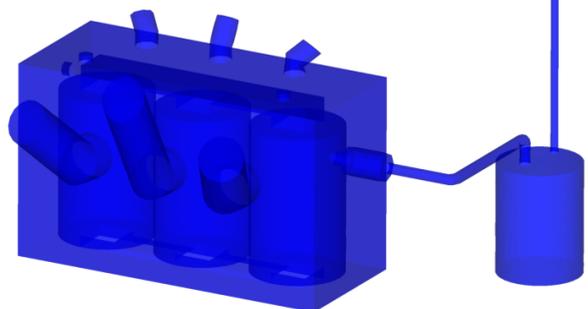


Figure 9a: Pressure evolution in an unprotected tank - 11.5MJ Arc

Figure 9b: Pressure evolution in a transformer tank equipped with an horizontal DS - 11.5MJ Arc, 10 inch DS Diameter

The electrical arc energy is now  $11.5 \text{ MJ}$  (generating about  $3.4 \text{ m}^3$  of gas). The arc location is also slightly different: it ignites now in position “C”, generating an  $11 \text{ bar abs}$  ( $160 \text{ psi}$ ) gas bubble.

- First, as previously, a reference test with the here above conditions was run without any protection installed;
- Then, simulations accounting for different protection configurations are presented and their results compared with one another and to the reference case: with a horizontal Decompression Chamber (Figure 9b) or with an elbowed Decompression Chamber (Figure 11).

## 7.2 Simulation of Protection Operation: Analysis of the Results

When the transformer is equipped with a protection in a horizontal configuration, the pressure wave propagates throughout the transformer, reflecting and otherwise interacting with the tank structure (Figure 9b). Within 3 milliseconds, a large pressure peak has reached the entry of the first bushing, as shown in Figure 9b. This first dynamic pressure peak’s magnitude is similar to those measured during the CEPPEL test campaign. Furthermore, the pressure wave triggers the Depressurization Set (DS) activation within about  $10 \text{ milliseconds}$  after the gas bubble creation. The operation of the DS induces the rapid evacuation of fluid from the transformer tank as displayed in Figure 10, which thus generates rarefaction waves spreading throughout the transformer. After only 60 milliseconds, the pressures throughout the transformer stabilize well below dangerous levels, as shown in Figure 9b.

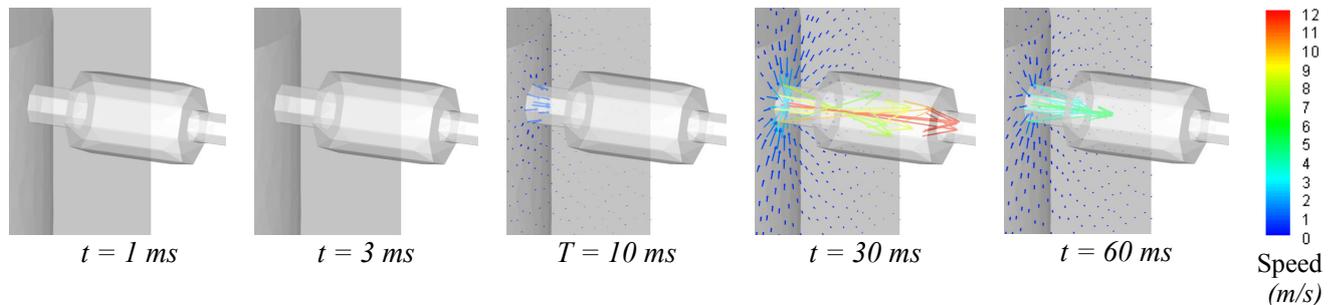


Figure 10 – Speed at the entrance of the Depressurisation Set

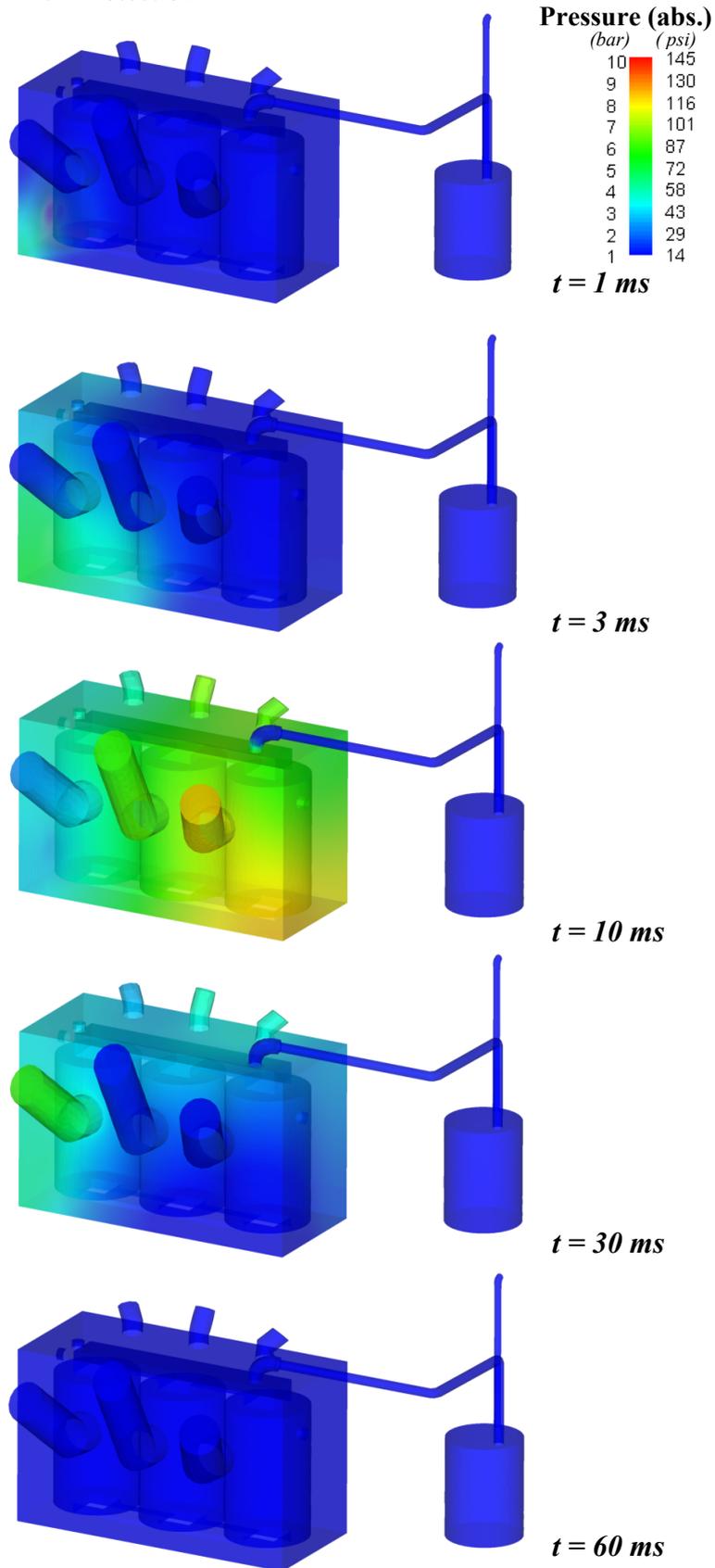
Otherwise, when the tank is not equipped with any protection system, and if it is subjected to a similar low impedance fault, the tank is exposed to very dangerous pressure levels as it was the case in the first sections of this paper. For instance,  $30 \text{ ms}$  after the arc occurrence, the pressure in a bushing reaches more than  $10 \text{ bars abs}$  ( $145 \text{ psi}$ ) as shown in Figure 9a. Moreover, without the tank protection, the static pressure stabilizes around  $6 \text{ bars abs}$  ( $87 \text{ psi}$ ) and the transformer would violently explode (as transformer tanks are designed to withstand static pressure up to about  $2.2 \text{ bars abs}$ ).

A technology based on a fast tank decompression has thus a very positive effect on the tank protection. Indeed, the simulations showed that:

- The TP’s fast opening prevents the occurrence of violent pressure waves in the bushings,
- The TP depressurizes the whole tank within milliseconds thus avoiding the high static pressure build up that the tank could not withstand.

Figure 11 displays the pressure evolution for similar arcing conditions considering a bent DS. Comparing with figure 9b shows that the orientation of the DS has just a very moderate effect on the final results. Indeed, during the first instants of the simulation, the pressure maps are identical: the electrical arc generates pressure waves that propagate through the tank at the speed of sound in the oil. Then after  $8 \text{ ms}$ , the DS of the bent configuration is activated by the first dynamic pressure peak ( $9 \text{ ms}$  was required for the horizontal configuration). For both configurations, the oil evacuation then induces strong rarefaction waves which progressively depressurize the whole tank. Thus, for both cases (horizontal and bent DS), even if the electrical arc occurs at the opposite side of the DS location, the depressurization induced by the DS is very fast and prevents the transformer from explosion.

**With Protection**



*Figure 11: Pressure evolution in a transformer tank equipped with a bent DS - 11.5MJ Arc, 10inch DS Diameter*

## 8 CONCLUSIONS

A three dimensional simulation tool based on a 5-equation hydrodynamic model has been used to help design and optimize a protection against transformer tank rupture.

Using this tool, the efficiency of a fast direct tank depressurization method has been studied. It was shown how a transformer responds in the first 150 milliseconds of a low impedance arc with and without protection.

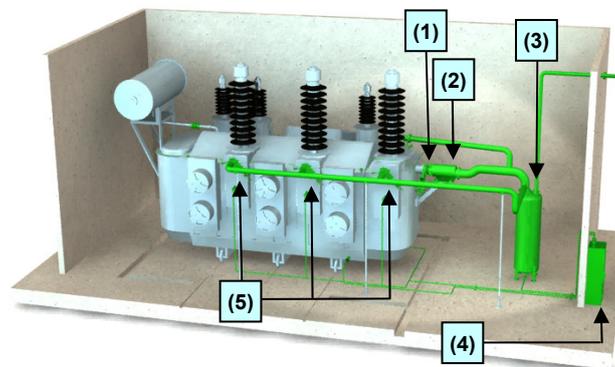
Results reported help recommend the sizing of a transformer protection system.

The value of the simulation tool to simulate the effects of protection size, and various protection configurations without the necessity of live, full scale experimentations has been shown to be very high, and further applications are expected.

## 9 APPENDIX: TANK RUPTURE MITIGATION METHOD

Mitigating the effects of a transformer explosion consists in either limiting the explosion consequences by extinguishing the induced fire (fire walls or sprinklers like those used during the SEBK tests [4]) or preventing tank explosion by using mechanical technologies that absorb the high overpressures generated by the electrical arc, thus preventing the tank rupture and the subsequent fire.

Of course, the explosion prevention technology studied in this paper is of the second sort. This fast-direct-tank-depressurization-based method activates as soon as the high pressure peak of the pressure wave reaches it. As shown in Figure 12, the main transformer tank, the On Load Tap Changers (OLTC) and the Oil Cable Boxes (OCB) can be protected.



*Figure 12 – Transformer equipped with fast direct tank depressurization based protection*

Indeed, the electrical fault generates a dynamic pressure peak, which travels at the speed of the sound inside the transformer oil, 1,200 Meter per second (4,000 feet per second). This first shock wave makes the rupture disc (located in 1) burst. Oil and gas are then quickly expelled out of the transformer tank through the decompression chamber (located in 2) to an oil gas separation tank (item 3) and the explosive gases are then channelled away to a remote and safe area. Then, nitrogen is injected (item 4) to have the whole transformer safe, cool and ready for repairs. Note that additional Rupture Discs can be placed in order to protect the OLTC or the OCB (item 5).

## REFERENCES

- [1] G. ALLAIRE, S. CLERC & S. KOKH, "A Five Equation Model for the Simulation of Interfaces between Compressible Fluids, *Journal of Computational Physics*, vol. 181, 2, pp. 577-616, 2002.
- [2] M. FOATA, M. IORDANESCU, C. HARDY, "Computational Methods for the Analysis of Explosions in Oil-Insulated Electrical Equipments", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 1, 1988.
- [3] O.R. HANSEN, "SEBK Project: Results from Phase 2 Laboratory Scale Experiments", Gexcon, May 2001.
- [4] O.R. HANSEN, A. WIJK, B. WILKINS, "SEBK project phase 4 & 5, Transformer explosion and suppression: Large scale hybrid hydrogen and transformer oil explosions with & without suppression", 2001.
- [5] W.R. MAHIEU, "Prevention of High Fault Ruptures of Pole-Type Distribution Transformers", *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, Vol Pas-94, 1975.
- [6] G. PERIGAUD, H. CUNY, S. PRIGENT, P. MAGNIER, "Transformer Explosion and Fire Prevention, Live Tests on Large Transformers: Analysis and Simulations", Australia, TechCon 2006.
- [7] G. PERIGAUD, S.MULLER, G.deBRESEY, R.BRADY, P.MAGNIER, "Contribution to the study of Transformer Tank Rupture due to Internal Arcing – Development of a Computer Simulation Tool", IEEE 2008



## Verhalten von RIP- Hochspannungsdurchführungen bei schnellen Transienten

**Michael Christen**

ABB Schweiz AG, MICAFIL

[michael.christen@ch.abb.com](mailto:michael.christen@ch.abb.com)

Schweiz

**Karl Frei**

ABB Schweiz AG, MICAFIL

[karl.frei@ch.abb.com](mailto:karl.frei@ch.abb.com)

Schweiz

### KURZFASSUNG

ABB als Hersteller und Lieferant von Hochspannungsdurchführungen die auch in gas isolierte Schaltanlagen GIS eingesetzt werden, hat umfangreiche Versuche, Berechnungen und Simulationen angestellt um das Verhalten von RIP- Durchführungen bei Auftreten von schnellen Transienten Überspannungen sog. VFT's zu verstehen und die Produkte entsprechend zu dimensionieren. Im Folgenden werden diese Schritte erläutert und einige Schwierigkeiten aufgezeigt. Aus hoffentlich verständlichen Gründen können wir hier nicht aufzeigen, was im Detail für Erkenntnisse, Lehren und Schlussfolgerungen respektive Optimierungen an den Durchführungen abgeleitet und umgesetzt wurden.

Es kann aber nun abschliessend gesagt werden, dass übliche VFT's mit einer Amplitude bis 2,5p.u. mit der Standardlösung beherrscht werden. Für höhere VFT's mit Amplituden bis 3,45p.u. gibt es spezielle Designlösungen um RIP- Durchführungen auch für die eher ungewöhnlich hohen Anforderungen herzustellen.

## 1 EINLEITUNG

Hochspannungsdurchführungen, die in Verbindung mit einer gasisolierten Schaltanlage GIS stehen sind transienten Überspannungen ausgesetzt. Dabei gibt es die zeitlich langsameren wie z.B. der Schalt- und Blitzstoss und die schnellen Transienten (very fast transients), kurz VFT. Diese entstehen typischerweise in einer GIS beim Betätigen von Trenner- und Leistungsschaltern oder im Falle eines Störlichtbogens.

Diese VFT's stellen ernsthafte Probleme dar für die GIS selbst und zwar sowohl die Primärtechnik wie Kabel, Transformatoren und Durchführungen als auch in der Elektrik und Elektronik der Sekundärtechnik z.B. gefährden sie Schutzrelais an Stromwandlern.

Bezüglich den Durchführungen gibt es typischerweise die zwei Typen GIS- Freiluft und GIS- Transformator Durchführungen die beide denselben VFT's ausgesetzt sind.

ABB und im speziellen MICALFIL hat diesbezüglich umfangreiche Berechnungen, Simulationen und Versuche durchgeführt. Ziel war es, das seit Jahren angewandte Herstellverfahren bei der sogenannten RIP- Technologie auf die Tauglichkeit in Bezug auf VFT's zu untersuchen und zu verifizieren. Dabei ging es darum die Grenzen auszuloten und es wurden konstruktive Massnahmen respektive Fertigungsverfahren erprobt, mit welchen man VFT's mit unüblichen Amplituden bis 3.45p.u. an 550kV- Durchführungen beherrschen kann.

Nachfolgend werden auf die Problematik im Zusammenhang mit so genannten RIP- Durchführungen und die gemachten Erfahrungen im Betrieb und bei Prüfungen eingegangen.

## 2 AUFBAU UND TECHNOLOGIEN VON FEINGESTEUERTEN DURCHFÜHRUNGEN

### 2.1 Aufbau einer Kondensator- Durchführung

Eine sogenannt „feingesteuerte“ Durchführung hat eine kapazitive Feldsteuerung mit der erreicht wird, dass die Isolation möglichst gleichmässig ausgenutzt wird. Gleichzeitig soll die Feldstärken innerhalb einer Grenze gehalten werden, die das Material auch auf lange Zeit hinaus nicht schädigt und die Spannung entlang einer Aussengeometrie möglichst linear, unterhalb der Festigkeitsgrenze abgebaut wird.

Bei der Fertigung wird Papier auf den Leiter oder ein Trägerrohr aufgewickelt und in genau definierten Abständen und Längspositionen elektrisch leitende Beläge eingelegt (siehe Abbildung 1).

Diese „schwebenden“ Beläge bilden Kapazitäten gegeneinander und so wird eine kapazitive Spannungsteilung erreicht. Um die Spannung möglichst gleichmässig zu verteilen müssen die Teilkapazitäten gleich gross sein, das heisst, bei gleichen Abständen resultieren gleichbleibende Plattenfläche. Da nun mit zunehmendem Durchmesser des Papierwickels der Umfang und damit die Breite der Folie zunimmt, müssen diese nach aussen hin in der Länge verkürzt werden (siehe Abbildung 2). Dies ergibt dann die typisch konische Kontur einer Durchführung.

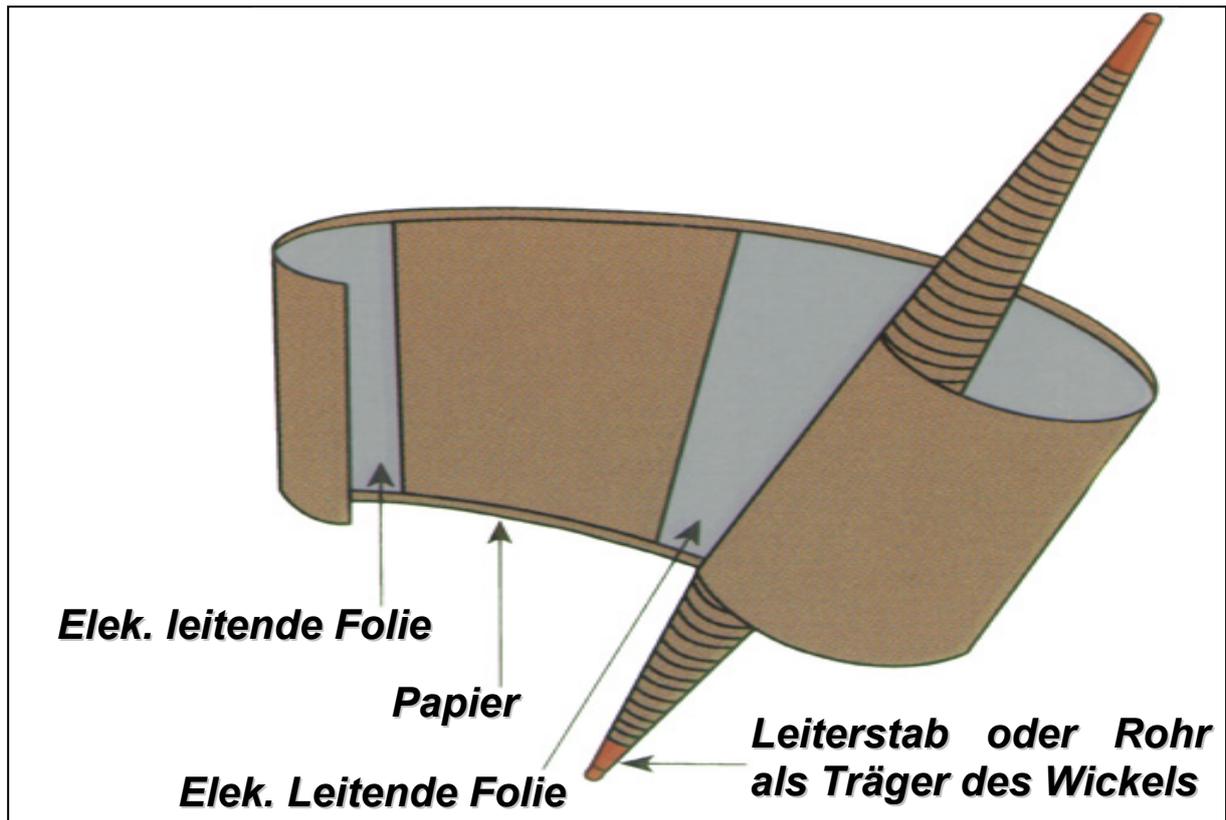


Abbildung 1: Aufbau einer Kondensator- Hochspannungsdurchführung

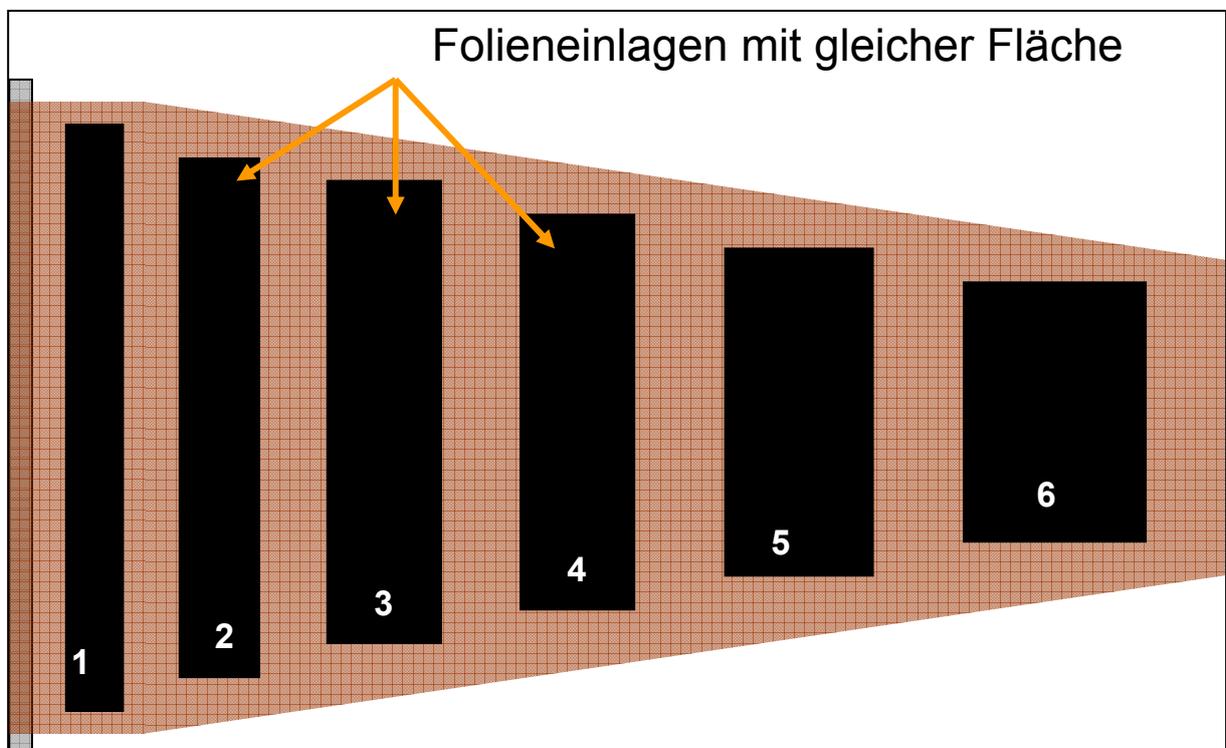


Abbildung 2: Steuerbeläge / Kondensatorplatten

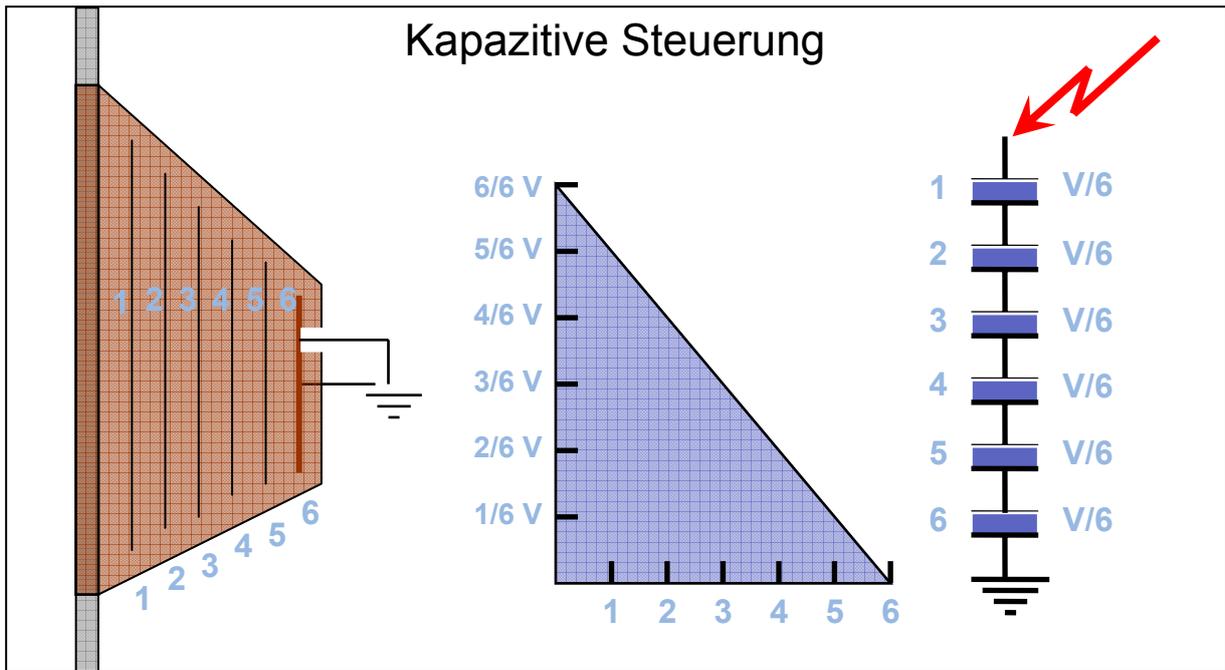


Abbildung 3 / Durchführung als Kapazitiver Teiler

In Abbildung 4 sind die Äquipotentiallinien des E- Feldes an einer feingesteuerten Durchführung aufgezeigt. Dabei wird die Spannung im Bereich der Steuerbeläge vom Leiter auf Hochspannung bis zum sogenannten Erdbelag mehr oder weniger linear abgebaut.

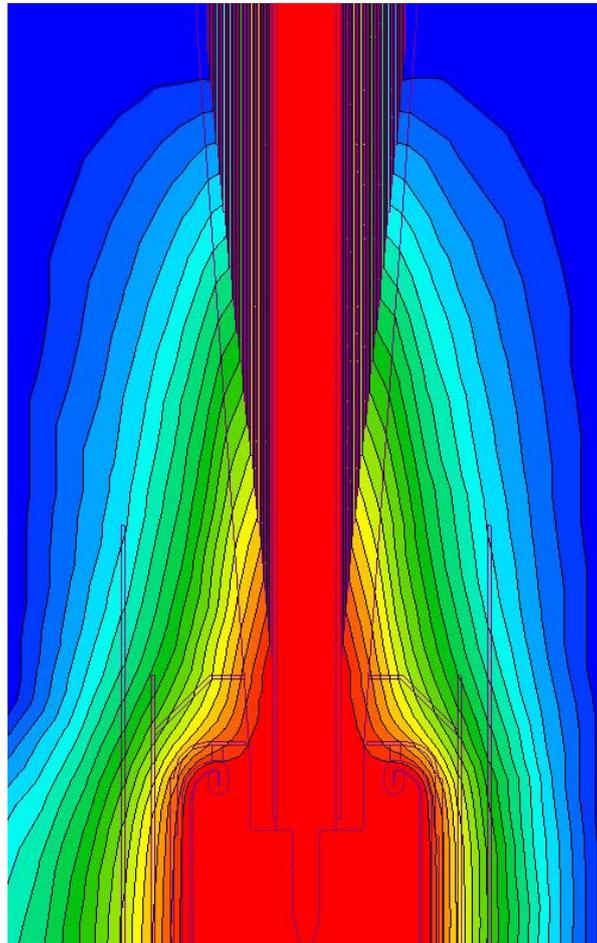


Abbildung 4 / Feldsteuerung einer Kondensator- Durchführung

## 2.2 Die drei hauptsächlich verwendeten Technologien

Es gibt im Allgemeinen drei bekannte Technologien von Kondensatordurchführungen wie nachfolgend aufgezeigt. Die von ABB durchgeführten Untersuchungen bezüglich VFT beziehen sich auf die RIP- Technologie, die heute Stand der Technik ist. Da jedoch das Verhalten bei den anderen beiden Technologien sehr ähnlich ist, können die Erkenntnisse auch annähernd abgeleitet werden. Ebenfalls weit verbreitet sind auch heute noch OIP- Durchführungen. Die RBP- Technologie ist eine Zwischenlösung die in absehbarer Zukunft auslaufen wird, da das Langzeitverhalten eher negativ ist. Bei allen drei Technologien können die Steuerbeläge sowohl als selbsttragende leitende Folie als auch als aufgedruckter Belag auf einem Trägermaterial ausgeführt werden.

### 2.2.1 OIP: oil impregnated paper / Weichpapierdurchführungen

Glattes Papier wird auf den Leiter gewickelt und an den definierten Stellen werden die Steuerbeläge eingelegt. Der ganze Wickel wird dann mit dem Flansch und beidseitigen Isolatoren hermetisch umschlossen und evakuiert. Anschliessend wird unter Vakuum Öl eingezogen und damit der Wickel imprägniert.

### 2.2.2 RBP: resin bounded paper / Hartpapierdurchführungen

Harz- beschichtetes Papier wird auf den Leiter gewickelt. Die Walzen der Wickelmaschine sind beheizt, so dass das Vernetzen direkt auf der Wickelmaschine erfolgt. An den definierten Stellen werden die Steuerbeläge eingelegt oder als leitender Lack aufgetragen. Der Wickel muss nicht mehr ausgehärtet werden und es braucht keine Vakuumkessel. Anschliessend wird der Wickel auf der Drehmaschine auf Mass bearbeitet.

### 2.2.3 RIP: resin impregnated paper / Harzimprägnierte Durchführungen

Krepppapier wird auf den Leiter gewickelt. An genau definierten Stellen werden die Steuerbeläge eingelegt. Anschliessend wird der Wickel getrocknet und unter Vakuum mit Epoxydharz vergossen. Der IKP verbleibt im Vakuumkessel bis das Harz fertig ausgehärtet ist, um anschliessend auf der Drehmaschine auf Mass bearbeitet zu werden.

## 3 URSACHE UND VERHALTEN VON SEHR SCHNELLEN TRANSIENTEN

Die VFT's entstehen bei Schalthandlungen oder Störlichtbögen in gas isolierten Schaltanlagen GIS. D.h. im Allgemeinen sind der Leistungsschalter und der Trenner einer GIS die Ursache von VFT's. Diese entstehen beim Öffnen oder Schliessen bevor die Kontakte ganz geschlossen sind respektive beim Öffnen bevor die Isolationsstrecke des Kontakts gross genug ist um die volle Spannung zu halten [1].

VFT's breiten sich in der GIS als Wanderwelle mit beinahe Lichtgeschwindigkeit [2] ausgehend von Leistungsschalter oder Trenner nach beiden Richtungen aus. Die Ausbreitungsgeschwindigkeit ist abhängig von der Geometrie und ergibt sich wie folgt:

$$v = \frac{1}{\sqrt{L * C}}$$

Die Dämpfung innerhalb der GIS ist dabei gering und nur gerade die Stützisolatoren oder Verzweigungen bewirken eine Verringerung der Amplitude, so dass dieser Puls am Ende der GIS entweder auf die Durchführung oder den Kabelendverschluss auftrifft und damit auf einen deutlich anderen Wellenwiderstand.

In der GIS gibt es zwei Möglichkeiten von Durchführungen. Die eine geht direkt in den Transformator und man spricht von einer Öl- SF6 Durchführung und die andere ist am Freiluftabgang die sogenannte SF6- Freiluft Durchführung. Die Auswirkungen von VFT's auf Durchführungen sind bei beiden Typen von Durchführungen dieselben. All die Untersuchungen wurden bei Öl- SF6 Durchführungen gemacht.

#### 4 SPANNUNGSHÖHE VON TRANSIENTEN

Die Anstiegszeit von VFT beträgt etwas zwischen 2 bis 10ns und das mehr oder weniger unabhängig von der Amplitude [3,5]. Damit ergeben sich Frequenzen von bis zu 100MHz [5].

Die Amplitude der VFT ist der entscheidende Faktor bei den Untersuchungen. In Abbildung 5 sind die verschiedenen Prüfspannungen einander gegenübergestellt. Dabei wird die Spitze der Betriebsspannung als 1p.u. (per unit) festgelegt. Die in Abbildung 5 angeführten Werte beziehen sich auf eine 550kV- Durchführung gemäss IEC60137, wobei der Wert der VFT mit 3.45p.u., also 1550kV, dem Wert der bei ABB durchgeführten Versuche entspricht.

Der Wert von 3.45p.u. für VFT gilt als sehr hoch und wurde bis heute erst einmal von einem Kunden so spezifiziert. In den allermeisten bis heute veröffentlichten Untersuchungen wurden Werte von 2.5p.u. als Maximum ermittelt. Bei schnellen Trennerschalter wird ein Maximum von 3p.u. als theoretische aber praktisch nicht erreichbare Amplitude angegeben [3, 4]. Sicher ist die Amplitude der VFT in jedem Fall tiefer als die nach IEC oder IEEE definierten Blitzstossspannungen (BIL).

Eine Amplitude der VFT von 2,5p.u. wird mit folgendem Mechanismus begründet:

Wird ein Leistungsschalter im Spannungsmaximum geöffnet wird, so kann eine „gefangene“ Ladung im freigeschalteten Abschnitt der Schaltanlage zurückbleiben in der Höhe des Spitzenwertes 1p.u. im Extremfall. Wird nun ein Trenner innerhalb dieses Abschnittes geschaltet, ergibt das somit eine maximal mögliche Amplitude der VFT von 1p.u.

Bei Wanderwellen ist der Wellenwiderstand und nicht mehr der ohmsche Widerstand entscheidend für das Fortpflanzen dieser Impulse. Dabei gilt für den Wellenwiderstand:

$$Z_w = \sqrt{\frac{j\omega\mu}{\sigma + j\omega\varepsilon}}$$

$Z_w$  = Wellenimpedanz

$\omega$  = Kreisfrequenz

$\mu$  = Permeabilität

$\varepsilon$  = Permittivität

$\sigma$  = elektrische Leitfähigkeit

Wenn sich nun diese Wanderwelle innerhalb der GIS bewegt und auf eine Grenzfläche mit unterschiedlichem Wellenwiderstand auftrifft, so wird sich die Welle reziprok den beiden Wellenwiderständen aufteilen wobei ein Teil reflektiert und der andere Teil in der gleichen Richtung hinter der Grenzfläche als Transmission sich weiter fortpflanzen wird. Nun kann man sich vorstellen, wenn die zwei Partien links und rechts der Grenzfläche sehr grosse unterschiedliche Wellenwiderstände hätten, was beim Übergang von einer GIS zu einer Durchführung der Fall ist, dass sich fast der gesamte Impuls reflektiert und folglich an der Grenzfläche, sprich am Übergang von GIS zu Durchführung durch die Reflektion eine Spannung von maximal 2p.u. aufbaut. Wenn sich durch das grosse Frequenzspektrum noch irgendwo ein Schwingkreis anregen lässt, so kann dadurch eine weitere Spannungsüberhöhung stattfinden. Damit lässt sich der theoretische Wert von 2.5p.u. erreichen, der in praktischen Versuchen aber nicht eintritt, weil diverse Extremfälle zusammenfallen müssten. Die ganze Abhandlung bezüglich den sich ausbreitenden VFT's ist auch verständlich beschrieben in der IEEE- Norm [5].

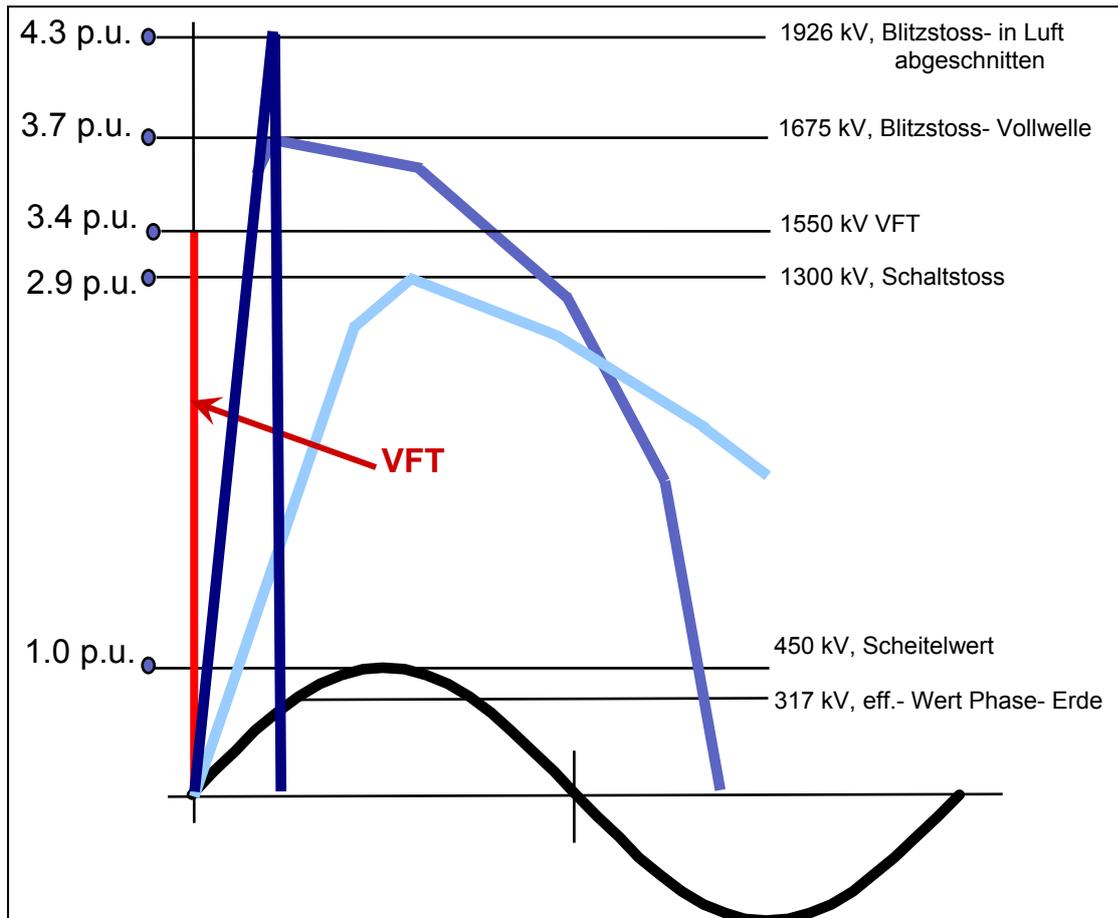


Abbildung 5: Spannungsamplituden im Vergleich am Beispiel einer 550kV- Durchföhrung

## 5 RISIKEN BEI DURCHFÖHRUNGEN

Im Frequenzbereich von 50Hz kann eine RIP- Durchföhrung als kapazitiver Teiler angesehen werden entsprechend Abbildung 3. Wenn aber eine Frequenz im Megahertzbereich wie bei VFT üblich betrachtet wird, so stellt sich eine Durchföhrung ganz anders dar. Das verdeutlicht eine Simulation die mit PSpice erstellt wurde womit die Belastungsspitzen eruiert und mögliche Verbesserungen simuliert wurden. Abbildung 6 zeigt beispielhaft so ein Rechenmodell. Dabei fällt auf, dass man es nun nicht mehr nur mit Kapazitäten zu tun hat, sondern dass überall auch noch Induktivitäten dazu kommen. Die hohen Frequenzen lassen ein kurzes Stück Litze oder auch die leitenden Steuerbeläge zu Induktivität werden.

Als weitere Hilfsmittel wurden COMSOL und INFOLYTICA beides FEM- Software eingesetzt um vor allem lokale Feldverteilungen zu untersuchen beispielsweise an den Rändern und Stosstellen der Kapazitiven Beläge.

Die verschiedenen Prüfungen und Untersuchungen wurden bei ABB in Ludvika und bei ABB MICAFIL in Zürich durchgeführt. Daraus hatte sich ergeben, dass bei den Prüfungen zwei verschiedene Prüfanordnungen gewählt wurden. Dabei zeigte sich, dass auch der Prüfaufbau einen entscheidenden Einfluss auf das VFT- Verhalten der Durchföhrung hat. So wurden die beiden gewählten Prüfanordnungen ebenfalls simuliert um die jeweiligen vor und Nachteile zu erörtern. Insbesondere zeigte sich, dass es einen entscheidenden Einfluss auf die Durchföhrung hat wie weit entfernt die Abschneide- Funkenstrecke von der Durchföhrung entfernt ist. Für den Prüfaufbau wurde dann der extremste Fall gewählt, so dass mit den maximalsten Frequenzanteilen geprüft wurde, d.h. mit den schnellsten Anstiegszeiten.

Die Tests zeigten weiter, dass die Materialeigenschaft insbesondere die Permittivität  $\epsilon$  sich in Abhängigkeit der Frequenz verändert. Dazu wurden gesondert Versuche unternommen, um den Zusammenhang der Permittivität in Bezug zur Frequenz von 50Hz bis 100MHz zu bestimmen und dies dann in der Simulation ebenfalls zu berücksichtigen.

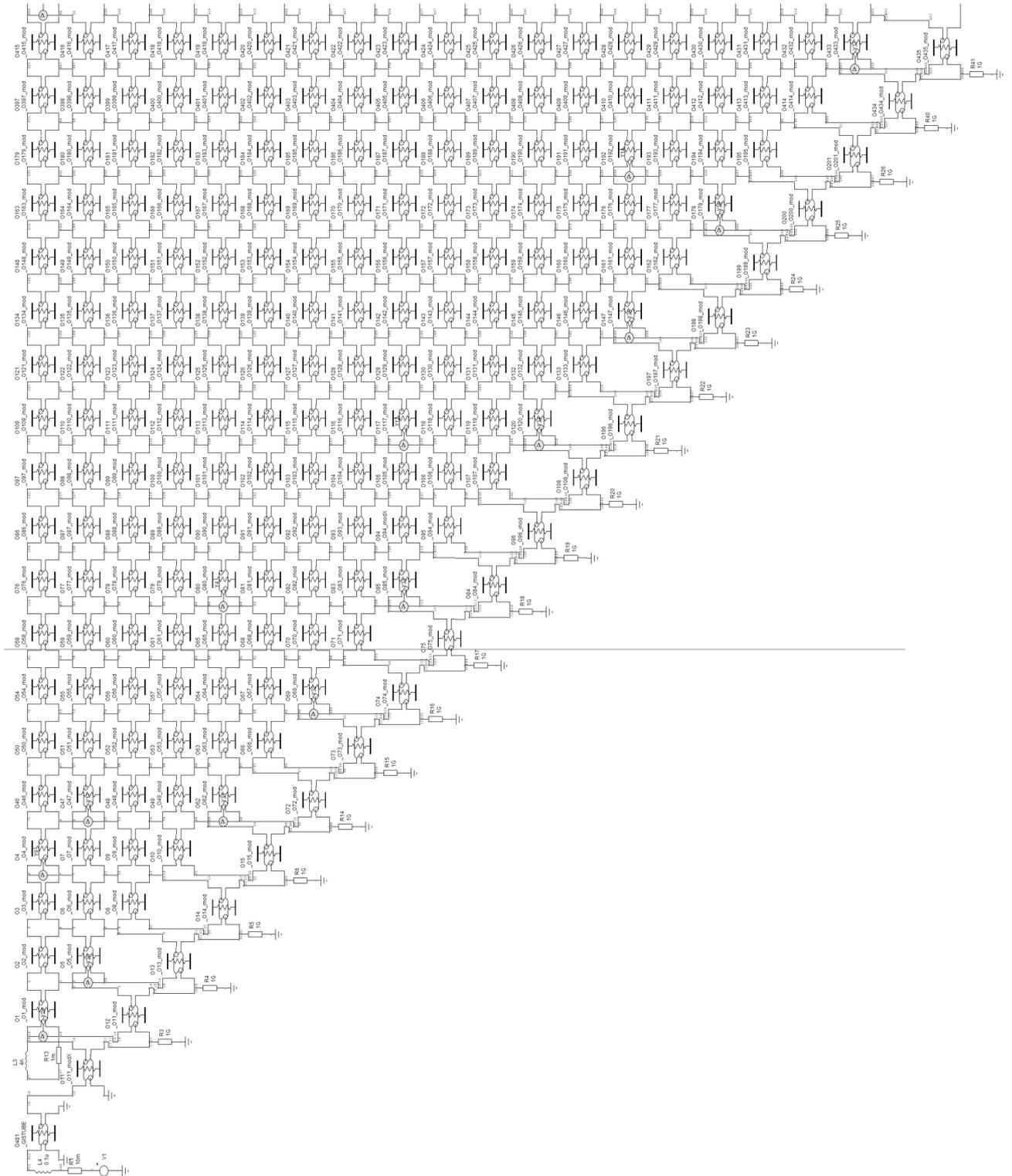


Abbildung 6 / PSpice Modell einer Kondensator- Durchführung (nur SF6- Seite)

Nun ist bekannt, dass die Kombination von Induktivität und Kapazität einen Schwingkreis bilden können, der im Falle einer einlaufenden VFT angeregt wird. Entsprechend der Güte des Schwingkreises wird sich die Spannung zusätzlich überhören und die Isolation an der schwächsten Stelle schädigen.

Als weitere Schwierigkeit gilt der sog. Messanschluss. Abbildung 7 zeigt die Flanschpartie der geprüften Durchführung. Dabei sind unüblicherweise zwei Messanschlüsse zu erkennen. Der Kleinere ist ein Abgriff des letzten Steuerbelages. Die Prüfspannung liegt bei 3kV und die maximale Betriebsspannung beträgt 2kV.

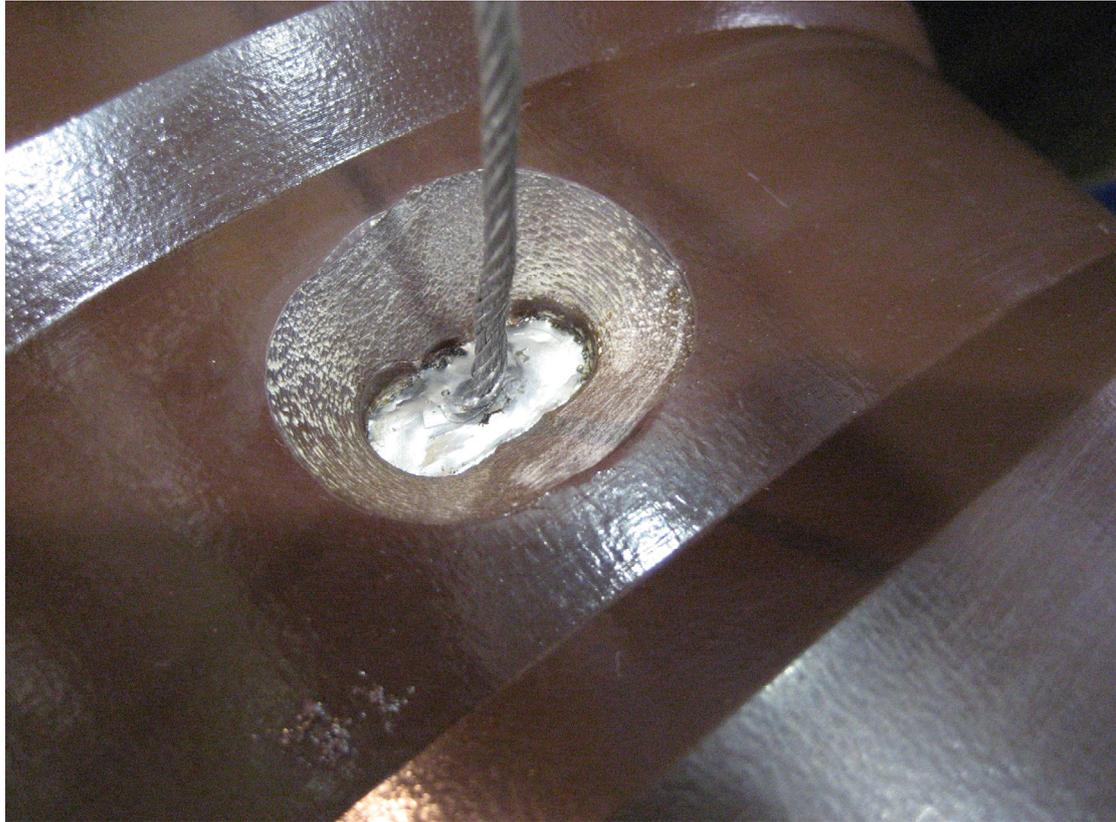
Der grössere Messanschluss ist ein sog. „Voltage Tap“ wie ihn die IEEE- Norm verlangt. Dieser muss für eine Prüfspannung von 20kV respektive eine Betriebsspannung von 8kV isoliert sein. Dieser Messanschluss greift den zweit- oder drittletzten Steuerbelag ab. Im Betrieb sind diese Messabgriffe im Allgemeinen an Masse gelegt oder aber es wird ein Teilentladungs- Überwachungssystem eine Synchronisation oder Ähnliches über eine externe, niederohmige Beschaltung angeschlossen.



Abbildung 7 / „Voltage Tap“ und 2kV- Messanschluss

Diese Messanschlüsse insbesondere der „Voltage Tap“ sind eine besondere Herausforderung an die Isolationskoordination bei Durchführungen im Falle von VFT's. Einerseits weil die Anschlusslitzen auch wieder eine Induktivität bildet und zusammen mit den Kapazitäten der Steuerbelege einen Schwingkreis entsteht. Andererseits fließt aber auch ein sehr hoher Lade- und Entladestrom über diese Litze da die Durchführung als Kondensator betrachtet bei 10MHz entsprechend niederohmig wird und gleichzeitig die Amplitude der VFT sehr hoch ist. So entstehen entsprechend Stromimpulse im kA- Bereich welche zerstörerische Spannungen erzeugen.

Abbildungen 8a zeigt eine Messanschluslitze wie sie aus dem Wickelkörper geführt wird und in Abbildung 8b die vergrößerte Darstellung derselben Litze mit entsprechenden Beschädigungen nach diversen VFT- Versuchen.



*Abbildung 8a / Messanschlusslitze*



*Abbildung 8b / Messanschlusslitze nach den Versuchen in vergrößerter Darstellung*

## 6 PRÜFUNGEN

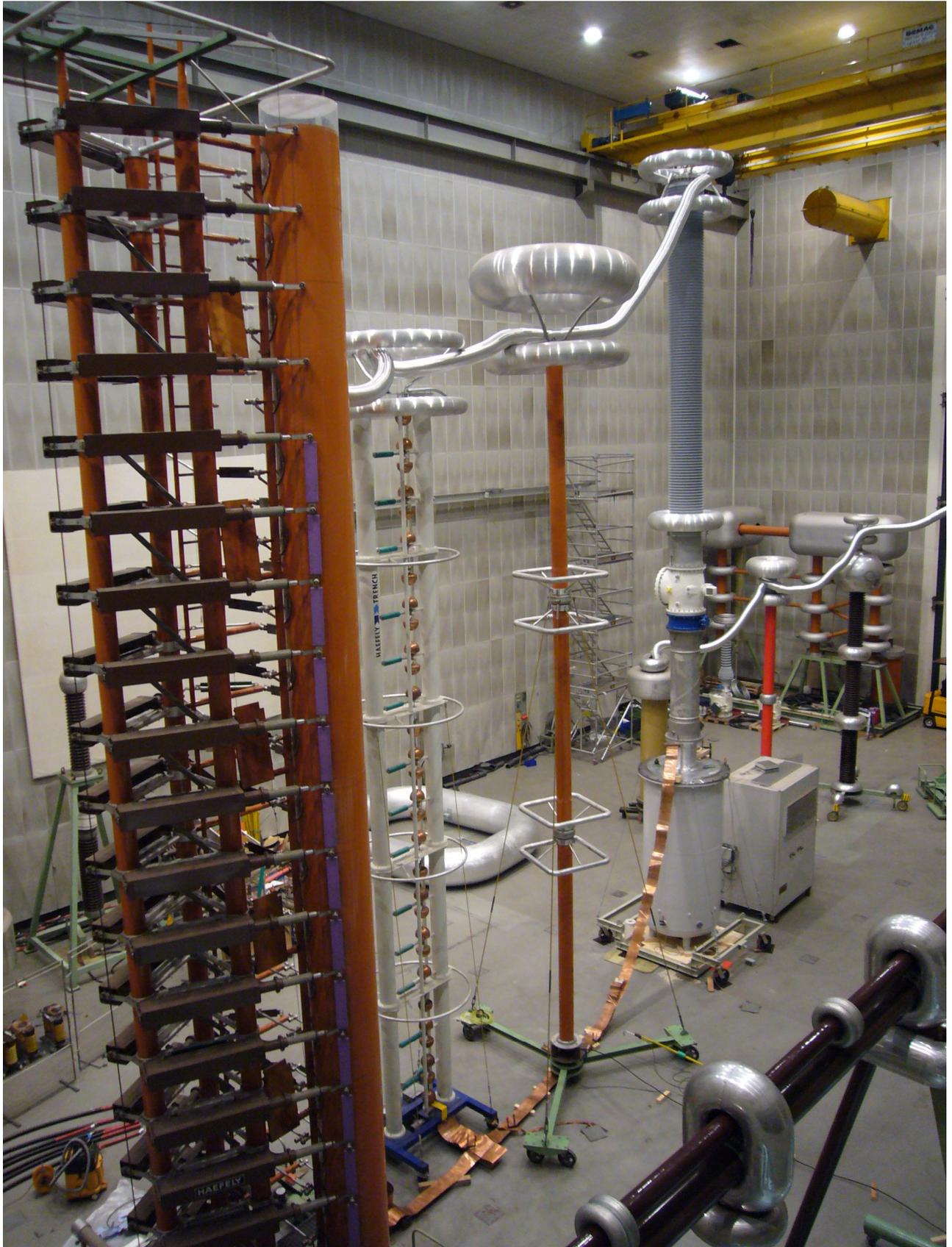


Abbildung 9 / Prüfaufbau im Labor

Die diversen Berechnungen und Prüfungen wurden an Öl- SF6- Durchführungen durchgeführt. Da für SF6- Freiluft- Durchführungen dieselben Dimensionierungsrichtlinien angewendet werden sind die Ergebnisse übertragbar.

Zur Prüfung wurde die Durchführung mit ihrer Ölseite in einen Öltank eingetaucht und auf der SF6- Seite in ein GIS- Gehäuse verbaut. Das GIS- Gehäuse enthielt auch einen Erdschalter der manuell betätigt werden konnte und in den Versuchen als Abschneidefunkenstrecke benutzt wurde. Damit wurden die eigentlichen VFT's erzeugt. Zur Einspeisung der verschiedenen Prüfspannungen wurde eine SF6- Freiluft- Durchführung oben auf das GIS- Gehäuse gesetzt, die dann selbstverständlich auch die VFT's mitbekommen hat (siehe Abbildung 9).

Zur Erzeugung der VFT's wurden mit dem Stossgenerator Blitzstöße auf die Prüfeinrichtung gegeben die dann in Abhängigkeit des Elektrodenabstandes und des Gasdruckes im Erdungsschalter abgeschnitten wurden. So konnte durch Auseinanderfahren des Erderkontaktes die gewünschte Blitzstoss- Spannung von bis zu 1550kV abgeschnitten und die entsprechend hohen und schnellen transienten Spannungen generiert werden.

Entscheidend beim Prüfaufbau ist das Erdungsnetz und wie es verlegt wird. Dieses muss möglichst kurz, sternförmig und nieder- induktive ausgeführt werden und möglichst wenige Grenzflächen mit unterschiedlichen Wellenwiderständen aufweisen. Kleinste Induktivitäten bewirken schon hohe Differenzspannungen und können auch sehr direkt die entsprechenden Messgeräte gefährden. Die Abbildungen 10a und 10b zeigen einerseits einen Ausschnitt der Erdung als auch die Folge von Differenzspannungen die an diversen Orten zu Überschlägen führen können. Man bedenke, dass die Spannungsfestigkeit von z.B. Luft mit zunehmender Frequenz deutlich abnimmt.

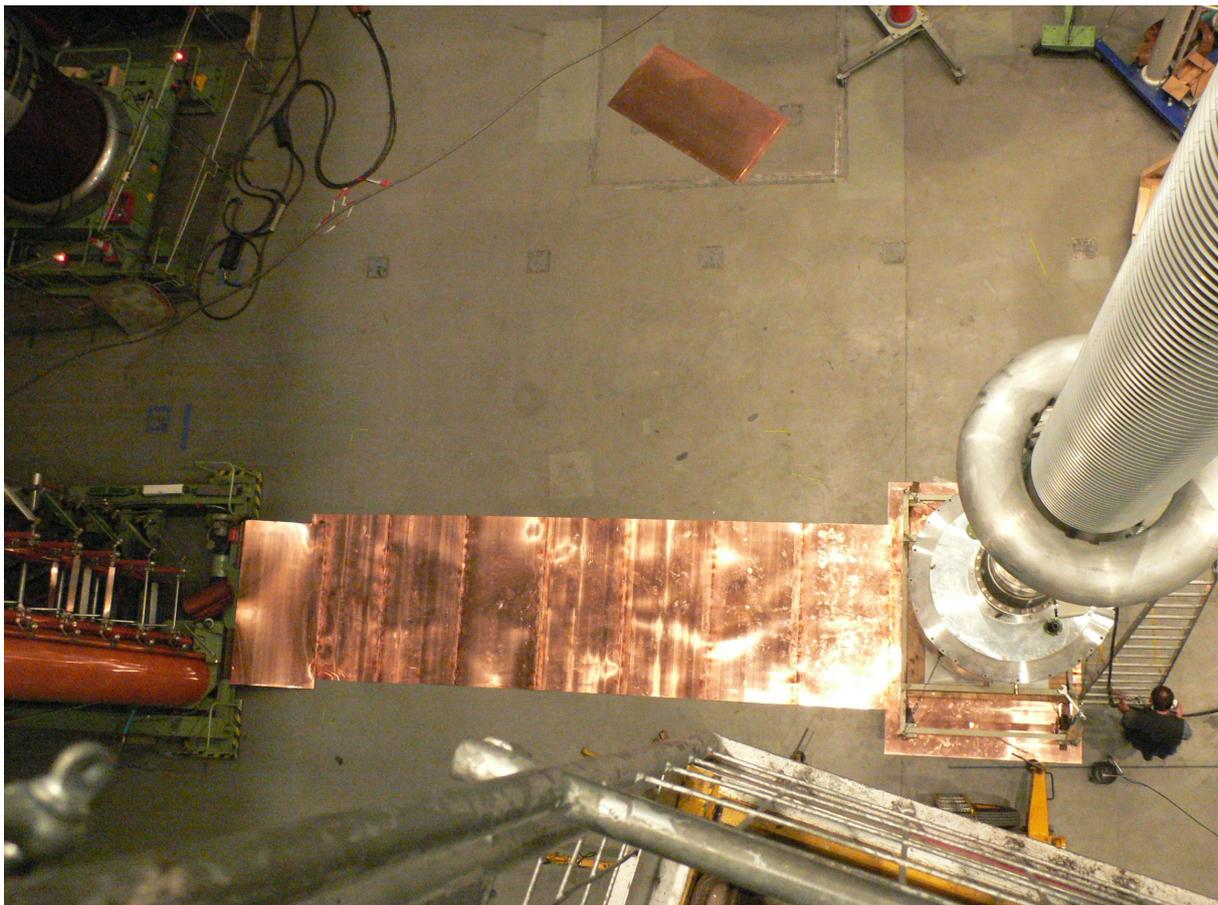


Abbildung 10a / Erdung des Prüfaufbaus



Abbildung 10b Entladungen an den Rädern und am Öltank

## 7 ERFAHRUNGEN IM BETRIEB

Die umfangreichen Simulationen und Versuche haben gezeigt, dass RIP- Durchführungen so ausgelegt, konstruiert und auch hergestellt werden können, dass sie VFT Spannungsspitzen mit Frequenzanteilen bis 100MHz und Amplituden bis 3.45p.u. standhalten.

Wir möchten aber hier deutlich sagen, dass die sehr ungewöhnliche Herstellung das Produkt massiv verteuert und damit eine Ausnahme darstellt. All die Literatur und bisherige Untersuchungen machen deutlich, dass eine vernünftige Amplitude von 2,5p.u. alle Fälle abdeckt und als Maximum betrachtet werden kann [2,3,4,5].

Was die Versuche auch gezeigt haben und die Erfahrung uns auch bestätigt ist, dass die bei ABB hergestellten RIP- Durchführungen in konventioneller Bauart VFT- Pegel von 2,5 p.u. ohne weiteres überstehen. Dazu wurden auch schon in früheren Jahren entsprechende Nachweise erbracht. Nach nun bald 30 Jahren, in welchen MICAFIL als eine der Ersten RIP- Durchführungen produzierte, sind bis heute keine Ausfälle bekannt, die auf VFT's zurück zu führen wären und dies bei mehreren tausend Durchführungen sowohl in SF6- Freiluft- als auch SF6- Öl- Anwendung als installierter Basis.

Eine weiteres Nebenprodukt der Simulationen ist die Erkenntnis, dass die von MICAFIL früher hergestellten Weichpapierdurchführungen durch das damals verwendete Herstellverfahren in unbeabsichtigter Weise so sicher dimensioniert waren, dass sie bereits teilweise auf VFT- Beständigkeit optimiert waren.

Trotz alle dem sind Weichpapierdurchführungen (OIP) stärkerer Alterung durch VFT's unterworfen sind als RIP- Durchführungen. Bei OIP- Durchführungen wurde z.B. festgestellt, dass die Steuerbeläge durch Entladungen an den Rändern stellenweise zerzaust waren. Bei diesen Entladungen, die durch VFT's begünstigt werden, wird das Öl entlang den Folienrändern zersetzt und es lagern sich Gasbläschen an. Durch die unterschiedlichen Permittivitäten „ε“ der Gase und des Öls, entstehen Feldverzerrungen und Überhöhungen, die weiteres Öl zersetzen können und sich entlang den Rändern ausbreiten und so die Isolationsfestigkeit mit der Zeit vermindern respektive zum Durchschlag führen können.

## 8 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Es können RIP- Durchführungen hergestellt werden, die für VFT's mit Amplituden bis 3,45p.u. geeignet sind. Diese Anforderung verteuert die Durchführung jedoch massiv und erfordert sehr spezielle Produktionsabläufe. Doch die 30jährige Erfahrung zeigt, dass die herkömmlichen Produkte von MICALFIL ohne weitere Einschränkungen vollauf genügen um in gasisolierten Schaltanlagen zuverlässig ihren Dienst zu versehen. So sind wir der Meinung, dass es keinen Sinn macht eine VFT-Forderung von 3,45p.u. zu spezifizieren sondern glauben, dass die herkömmliche Fertigungsart sich bewährt hat und da keine Ausfälle zu verzeichnen sind sehen wir das als Beweis, dass die Amplitude von VFT's die 2,5p.u. nicht übersteigen im realen Betriebsfall.

Eine Durchführung welche die direkte Verbindung zwischen GIS und Transformator bildet, kann nicht als Schutz des Transformators bezüglich VFT's betrachtet werden. Wohl aber hat sich gezeigt, dass die Steilheit der Transienten verringert wird, d.h. die hohen Frequenzanteile typischerweise über 10MHz werden stark gedämpft durch die Kapazität der Durchführung was wie ein Tiefpass wirkt. Die Amplitude kann aber bis zu 30% überhöht werden bedingt durch Resonanzen [4].

## LITERATUR

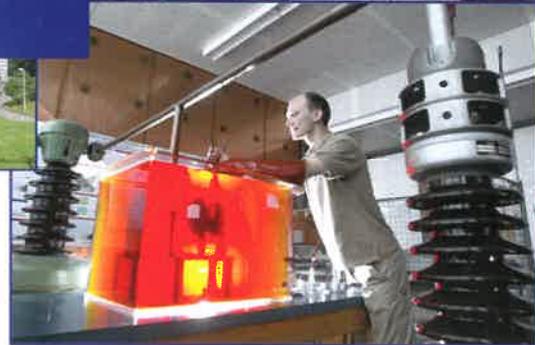
- [1] ABB Switzerland Ltd; ABB Review 5/89; „Very fast transients in high- voltage GIS substations“
- [2] CIGRE, 1988 session; STUDIES OF VERY FAST TRANSIENTS (VFT) IN A 765kV SUBSTATION
- [3] IEEE Transaction on Power Delivery Vol. 11, No. 4, October 1996; „MODELLING AND ANALYSIS GUIDLINES FOR VERY FAST TRANSIENTS“
- [4] CIGRE 1988, Monograph on GIS Very Fast Transient, Working Group 33/13-09
- [5] IEEE Std C37.122.-1993 IEEE Guide for Gas- insulated Substations

## **VACUTAP® - Stufenschalter in Vakuumschaltechnologie Lösungen für spezielle Anwendungen**

**Johannes Gebauer**  
Maschinenfabrik  
Reinhausen  
j.gebauer@reinhausen.com  
Germany

### **KURZFASSUNG**

Laststufenschalter sind in der Mehrzahl aller Leistungstransformatoren bei einer Systemspannung größer 35kV zur Regelung der Spannung eingesetzt. Die Mehrzahl aller geregelten Transformatoren wird auf der Oberspannungsseite geregelt. Eine Ausnahme davon sind die USA, wo vielfach die Regelung auf der Unterspannungsseite erfolgt. Die Regelung auf der Unterspannungsseite hat den Nachteil, dass hohe Ströme zu Führen und zu Kommutieren sind. Bei dem Einsatz von herkömmlichen Kupfer- oder Kupfer-Wolfram-Werkstoffen als Kontaktmaterial führten hohe Ströme in der Vergangenheit zu Erwärmungsproblemen an Kontaktstellen. Auf der Suche nach einer alternativen Technologie wurde Ende der 80er Jahre die Vakuumschaltröhre als Ersatz für die konventionellen Kontaktmaterialien eingesetzt. Durch die gleichbleibende Güte der Kontaktoberfläche in der Vakuumschaltröhre konnte somit das Erwärmungsproblem gelöst werden. Mitte der 90er Jahre wurde die Regelung von Trockentransformatoren immer bedeutender. Hierzu wurde ein Stufenschalter entwickelt, der das bekannte Schaltprinzip der Widerstandsschnellumschaltung der Ölschalter auch für einen an Luft aufgestellten Stufenschalter umsetzt. Hierzu wurden ebenfalls die konventionellen Kontakte durch Vakuumschaltröhren ersetzt. Zu Beginn dieses Jahrzehnts erfolgte dann der Einsatz von Vakuumschaltröhren auch bei den Stufenschaltern, die als Einbautyp in Öltransformatoren eingesetzt werden. Das erste Einsatzgebiet waren Regelwicklungen in Dreieckschaltungen, bei denen die dielektrische Festigkeit zwischen den Phasen ein relevantes Merkmal für den sicheren Betrieb ist. Durch den Wegfall der Rußbildung der konventionellen Kontakte blieb das Isolieröl sauber. Vorher eingesetzte Ölfilteranlagen zur systematischen Reinigung des Stufenschalteröls wurden somit hinfällig. Seit der Einführung der Vakuumschaltechnologie bei MR- Stufenschaltern im Jahr 1989 wurden mittlerweile über 20.000 VACUTAP® geliefert. Technologische Herausforderung wie die Anwendungen in Hochspannungs - Gleichstromübertragung (HVDC – Betrieb) oder der Einsatz in Lichtbogenöfen gehen an die thermischen Grenzen des Stufenschalters und verlangen den Einsatz einer Kühlung. Im Lichtbogenofenbetrieb haben die ersten Schalter in Vakuumtechnologie bereits bis zu 2 Mio. Schaltungen erfolgreich durchgeführt. Weitere technische Lösungen sind im Bereich hermetisch abgeschlossener Transformator mit Stufenschalter zu finden. Desweiteren wurden verschieden alternative Isolierflüssigkeiten hinsichtlich des Einsatzes im Stufenschalter getestet und freigegeben. Für den Einsatz in Ex – geschützter Umgebung war es notwendig für den Laststufenschalter ein Ex – zertifizierte Ausführung zu entwickeln. Der Vortrag stellt die verschiedenen Stufenschaltertypen und Besonderheiten der realisierten technischen Applikationen vor.



#### Dienstleistungsangebot:

- Beratung
- Ausbildung/Seminare
- Forschung und Entwicklung
- Messungen, Prüfungen

#### Schwerpunkthemen:

- Zustandsdiagnose der Betriebsmittel des elektrischen Netzes
- Schaden- und Ausfallanalyse
- Simulation elektrischer und thermischer Strömungsfelder
- Entwicklung von Hard- und Software zur Zustandsbeurteilung elektrischer Betriebsmittel
- Entwicklung von Sensoren und Messverfahren zur Betriebsüberwachung
- Hochspannungsprüf- und Messtechnik
- Prüfung hochspannungstechnischer Geräte
- Elektromagnetische Verträglichkeit
- Ausbildung im Bereich der elektrischen Energieversorgung