

TLM 2017

11. TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



18.- 19. September 2017

im SAUERLAND STERN Hotel** Willingen**

Hauptsponsoren:





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Über die Konferenz

Im Mittelpunkt der Transformer-Life-Management Konferenz (TLM) stehen zuverlässiger Transformatorbetrieb und optimierte Wartung. Seit mehr als 10 Jahren bietet die TLM Experten, Ingenieuren, Herstellern und Ausstellern ein Forum zum Austausch der notwendigen Informationen, die für hohe Betriebssicherheit, lange Lebensdauer und reduzierte Wartungs- und Ausfallzeiten von Transformatoren nötig sind.

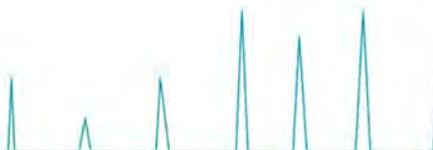
Themen sind unter anderem neue Isolierstoffe, Diagnoseverfahren und deren Interpretation, kontinuierliche Überwachung, Zustandsbewertung und Asset Management Methoden, aktuelle Entwicklungen im Energiesektor sowie Forschung und Entwicklung. Die ca. 20 Referenten sind Betreiber und Hersteller, die gerne Ihre Erfragungen teilen und Wissenschaftler, die den aktuellen Stand der Forschung im Bereich Diagnose und Materialforschung präsentieren. Die Fachausstellung mit ca. 25 Ausstellern bietet Raum für praxisorientierte Diskussionen.

Dieses Jahr liegt ein besonderer Schwerpunkt bei Trockentransformatoren sowie auf speziellen Diag-

noseverfahren und Trends infolge der Energiewende.

Themenblöcke

- Trends infolge der Energiewende und spezielle Transformatorenanwendungen
- Neues aus Gremien und Normen
- Monitoring und spezielle Diagnoseverfahren
- Hochspannungsprüfung vor Ort und im Werk
- Neues aus Forschung und Entwicklung

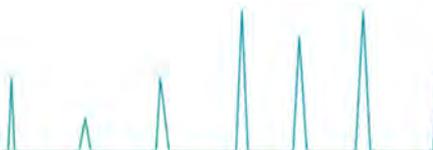




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Programm Tag 1

Montag 18.09.2017		Seite
11:00	Check-in und Begrüßungssnack	
Einführung		
12:00	Begrüßung und Einführung Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover)	
12:15	Verändert die Energiewende das Servicegeschäft? Dr.-Ing. Martin Schumacher (ABB AG, Energietechnik Vorstand)	8
12:45	CIGRE SC A2: Actual and future activities considering the world wide energy transition Simon Ryder (CIGRE A2)	12
13:15	Transformatorschäden aus Sicht eines Versicherers Dr.-Ing. Frank Hillmann (HDI Global SE)	17
13:45—15:00	Kaffeepause und Besuch der Ausstellung	
Spezielle Transformatoren und Asset Management		
15:00	Aktuelle Trends bei Traktionstransformatoren in Bahnanwendungen Dr.-Ing. Florian Menius (Stadler Rail AG)	39
15:30	Erfahrungsbericht über den Einsatz von Trockentransformatoren als Netztrafo im Industrienetz Alexander Hanko (VW-Kraftwerk GmbH)	51
16:00	Betriebsmittel im Focus - Effektives Anlagenmanagement Michael Lukas (Lausitz Energie Kraftwerke AG)	53
16:30	Assetmanagement an Transformatoren in Marineapplikationen Thomas Völkel (ABB AG)	61
17:00	Zusammenfassung durch den Tagungsleiter Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover)	
Rahmenprogramm		
18:00	Fahrt zur Großschanze und Abendprogramm	

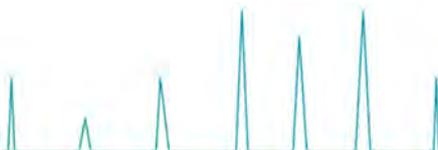




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Programm Tag 2

Dienstag 19.09.2017		Seite
Diagnose und Monitoring		
8:00	Aktueller Stand der TE Messungen an Transformatoren im Labor und vor Ort Dr.-Ing. Jitka Fuhr (AF Engineers + Consultants (AFEC) GmbH)	71
8:30	Diagnose von Trockentransformatoren Dr.-Ing. Michael Krüger (OMICRON electronics GmbH)	79
9:00	Hochspannungsprüfsysteme - The next Generation Sven Vogel (ABB AG, Halle)	87
9:30—11:00	Kaffeepause & Besuch der Ausstellung	
Komponenten		
11:00	Anwendungen eines geregelten Mittelspannungsverteiltrafos mit Stufenschalter neuesten Designs Werner Hofer (Maschinenfabrik Reinhausen GmbH)	91
11:30	Trends in Insulating Fluids; categorization of HV behaviour, required maintenance & fault markers Carl Wolmarans (Nynas AB)	97
12:00	Ester- oder Trockentransformatoren ? Einsatzgebiete, Diagnosemöglichkeiten und Kaltstartverhalten Mark-André Thelen (Cargill Deutschland GmbH)	105
12:30—13:30	Mittagessen	
Forschung und Entwicklung		
13:30	Messungen von Teilentladungen bei DC-Belastung Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje (Hochschule Bremen)	127
14:00	Vergleich der Ergebnisse der DGA Bewertung durch verschiedene Algorithmen im multidimensionalen Raum der Fehlergase Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber (Hochschule Zittau/Görlitz)	139
14:30	Entwicklung eines neuen Low-cost DGA Systems Mohammad Akbari Azirani (Leibniz Universität Hannover)	149
15:00	Diagnostik von Leistungstransformatoren: Anspruch und Wirklichkeit Sebastian Schreiter (HTWK Leipzig)	162
15:30	Trockentransformatoren in Mittel- und Hochspannungsanw. / Sicherheitsbelehrung für den Werkrundgang Gaby Luckey (ABB AG, Brilon)	170
15:50—16:00	Zusammenfassung und Diskussion Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover)	
16:30—18:00	Werkführung, ABB Trockentransformatoren, Brilon	





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Hauptsponsoren und Partner





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Sponsoren



Megger

WEIDMANN

Cargill

Ekofluid

HEROSE



L.a.e.
TRAFO GRID

MEKOMESS

Diagnostik
Dienstleistungen
WIMMERSHOFF

MICAFLUID AG
Oil purification systems Switzerland

**HIGH
VOLT**
Test with the best.

OMICRON



GRIDINSPECT

b2
electronicgmbh

TSSystems

ohv diagnostic GmbH

DESC
Electrical Engineering GmbH
WWW.DESC-EE.DE

powered by
ENERGY SUPPORT



ABB



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Wissenschaftliche Tagungsleitung

Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES),
Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

Leiter des IFES und des Schering-Instituts



Prof. Werle has studied electrical engineering at the University of Hannover and made afterwards his PhD at the Schering-Institute in Hannover.

From 2003 to 2014 he was with ABB Transformer Service in different national and international positions especially in the field of power transformer diagnosis and testing. From 2010 to 2014 he was the general manager of the Transformer Service in Germany and responsible for the service workshops in Halle (Saale), Neusäss (close to Augsburg) and Nauen (close to Berlin) with over 200 employees.

Since October 2014 he is the director of the Schering-Institute for High Voltage Engineering and Asset Management of the Leibniz University in Hannover.

He is Member of the VDE, IEEE, DKE K 182 (Insulating Fluids) and active in CIGRÉ as liaison officer A2-IEC TC 10 (A2: Transformer; IEC TC 10: Fluids for electrotechnical applications), as well as in the Advisory Group AG A2.4 and in different CIGRÉ Working Groups.

He is inventor of more than 20 patents and is author or co-author of more than 300 publications in the area of Asset Management, Condition Monitoring, Partial Discharge Diagnosis, Insulation fluids and High Voltage Testing.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Wissenschaftliche Tagungsleitung

Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES),
Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

Prof. Dr.-Ing. habil Hossein Borsi

Schering-Institut, CTO DESC



Prof. Borsi has studied electrical engineering at the University of Hannover and received his PhD in high voltage engineering in 1976 and his *venia legendi* in 1979 from the University of Hannover, Germany.

In 1979 he started at Ferdowsi University of Mashhad, Iran at School of engineering, where he worked up to 1986 as professor for energy technique and dean of the School of engineering. He founded the transformer factory "Reza Transwerk" in Mashhad and was the technical director till 1985. Beside his work at the university he was appointed as scientific adviser of the minister of energy in Iran.

Since 1987 he is working as professor and academic director at the University of Hannover in the field of high voltage engineering.

He is a member of VDE, worked in different CIGRE Task Forces and national Working Groups for standardization. He is author and co-author of more than 350 scientific publications in different languages and co-author of three scientific books and holds more than 30 patent registrations.

He has been working as an expert on different HV-apparatus and worked as an expert for failure cause analyses at large power transformers in different countries around the world.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Dr.-Ing. Martin Schumacher

ABB, Energietechnik Vorstand



Dr. Martin Schumacher wurde 1960 geboren. Nach seinem Elektrotechnikstudium an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen arbeitete er dort als wissenschaftlicher Assistent des Instituts für Allgemeine Elektro- und Hochspannungstechnik und promovierte 1994 zum Dr.-Ing.

1994 trat er in die ABB ein. Seitdem hatte er verschiedene Führungspositionen inne. Im März 2011 wurde er in den Vorstand der deutschen ABB berufen, zuständig für die Energietechnik mit den Divisionen Energietechnik-Produkte und -Systeme. Zusätzlich hat er die Verantwortung als Regional Division Manager Zentraleuropa für die Division Energietechnik-Produkte übernommen. Seit Januar 2016 ist er im Vorstand der deutschen ABB AG zuständig für die Division Power Grids in Deutschland und der Schweiz.

Er ist aktiv in den Gremien VDE, ZVEI und Deutsches Komitee der CIGRE tätig.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Beeinflusst die Energiewende das Servicegeschäft?

Dr. Martin Schumacher, Vorstand Energietechnik, ABB AG

Einleitung

Die energietechnische Infrastruktur in Deutschland ist über mehr als ein Jahrhundert gewachsen. Durch die Energiewende wird diese „Landschaft der Energietechnik“ nachhaltig verändert.

Diese Infrastruktur entstand damals nach einem simplen Prinzip: Von der Erzeugung zum Verbrauch. Dementsprechend entstanden regionale Versorgungsnetze, die den Strom zu den Verbrauchern – sowohl den Industrieunternehmen, als auch den Menschen in ihren Wohnungen – brachte. Mit der Zeit wurden diese einzelnen Netze miteinander gekoppelt und unser Verteilnetz entstand. Danach entwickelte sich das Übertragungsnetz, um überregional den Bedarf ausgleichen zu können. Die Bedeutung dieses Transportnetzes wuchs in den vergangenen Jahrzehnten sehr stark, insbesondere durch die Einbindung ins UCTE-Netz und den wachsenden Bedarf durch Stromhandel.

„Trafo-Landschaft“ ändert sich

Für unsere energietechnische Infrastruktur sind die Transformatoren seit jeher von großer Bedeutung. Die Historiker sind heute der festen Überzeugung, dass ihre Entwicklung den sogenannten Stromkrieg entschieden hat. Damit basiert unser Netz heute auf Wechselstrom. Anfangs wurden Transformatoren vor allem in den Kraftwerken und Umspannwerken eingesetzt. Kleinere Transformatoren, sowohl flüssigkeitsgefüllte, als auch Trocken- oder Gießharz-Trafos kamen hauptsächlich für Spezialanwendungen zum Einsatz.

Durch die Energiewende kommt es im Trafo-Bereich zu unterschiedlichen Entwicklungen: Einerseits sehen wir Großprojekte wie Interkonnektoren (länderübergreifende

Verbindungen von Stromnetzen) und Stromtrassen auf Basis der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung. Dadurch entsteht ein Bedarf an großen Leistungstransformatoren.

Andererseits wird die Welt immer „verteilter“: Durch die Einspeisung von Energie aus überwiegend dezentraler Photovoltaik und Onshore-Windenergie sowie aus Biomasse sind inzwischen zigtausende kleinerer Transformatoren in unserem Verteilnetz integriert. Tendenz steigend bei zunehmenden Anwendungen, zum Beispiel in der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge.

Hersteller müssen flexibel sein und bleiben

Was bedeutet das für ein Transformatorenhersteller wie ABB? Das Portfolio wird breiter und gerade im Verteilsegment muss man sich flexibel auf neue Herausforderungen einstellen. Kompakt bei höherer Leistung, öko-effizient, aber auch neue Typen wie Längsspannungsregler sind hier Stichworte. Bei den Großtransformatoren können dagegen neue Anwendungen im Umfeld der Gleichstromtechnologie oder Phasenschieber den rückläufigen Markt in der Einbindung von Großkraftwerken nicht kompensieren.

Industrie 4.0 ist ein weiteres wesentliches Thema: Günstige Sensorik und immer wirtschaftlichere Datenverarbeitung werden so manche Herausforderung der Energiewende überhaupt erst lösen. Diese Digitalisierung heißt auf den Transformator bezogen vereinfacht: Die „Großen“ überwachen und die „Kleinen“ vorausschauend in den Verteilnetzen von morgen einbinden. Oder anders ausgedrückt: Im „Großen“ wird Condition Based Monitoring in der zunehmend vernetzten Welt immer wirtschaftlicher, im „Kleinen“ werden modulare Standardlösungen einschließlich der Schnittstellen stärker zum Einsatz kommen.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Transformatoren-Service verändert sich

Die weltweiten Untersuchungen der Cigré Work Group A2.37 weisen auf Fehlerraten von Transformatoren in Umspannwerken von circa 0,5 Prozent hin. Maschinentransformatoren sind etwa doppelt so anfällig für Fehler und in der Industrie wird die Fehlerrate auf 3 bis 5 Prozent geschätzt. Global steigt die Fehleranfälligkeit von Transformatoren mit einem Alter von 25 bis 30 Jahren deutlich an.

In Deutschland hat die Energiewende die Lastprofile der Transformatoren gerade im Verteilnetz deutlich verändert. Zunehmende Betriebsströme und zum Teil Rückspeisungen sind ein Beispiel. Mehr als die Hälfte der Großtransformatoren ist älter als 40 Jahre. Hier besteht aus unserer Sicht ein Investitionsbedarf in Ersatz, Ertüchtigung und Wartung, für den unsere Branche gemeinsam eintreten muss.

Der Umbau unseres Energiesystems ist ja immer noch in vollem Gange: Auch wenn wir schon länger von der Energiewende sprechen, so befinden wir uns immer noch mittendrin. Die zunehmende Digitalisierung wird sich auch im Service von Transformatoren auswirken:

Schon heute ist es beispielsweise möglich, einen Leistungstransformator mit dem Asset-Management des Kunden so zu verbinden, dass eine vom Trafo ausgelöste Wartungsanforderung direkt zum qualifizierten und dem sich dem Einsatzort am nächsten befindenden Servicetechniker zugestellt wird. Betreiben wir morgen noch Öllabore oder kommt ein günstiger Ölsensor? Ein hoher Grad an kleinen standardisierten Transformatoren im Verhältnis zu den großen kann auch bedeuten, dass ein „Flottenmanagement“ einfach möglich wird. Damit werden wir alle uns immer wieder fragen, ob es neue Produkte oder neue Dienstleistungen braucht, um am Markt erfolgreich zu bestehen.

Autorenanschrift:

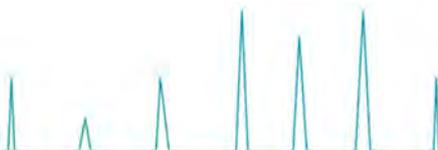
ABB AG
Dr. Martin Schumacher
Kallstadter Str. 1, 68309 Mannheim
E-Mail: martin.schumacher@de.abb.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Simon Ryder **CIGRE A2**



Simon RYDER graduated from St John's College, Oxford University in 1996 with an MEng in Engineering Science. He spent 7 years in transformer design, development, and research with GEC Alstom and later Alstom T&D between 1997 and 2003. He has been with Doble Engineering since leaving Alstom T&D, initially working on transformer diagnostics and life management and more recently on transformer procurement. He is the author of more than 50 technical papers. He is a fellow of IET and a senior member of IEEE-PES. He has been active in CIGRE for many years, mainly in Study Committee A2 (power transformers). He has been chairman since 2016.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

CIGRE STUDY COMMITTEE A2: ACTUAL AND FUTURE ACTIVITIES CONSIDERING THE WORLD-WIDE ENERGY TRANSITION

Simon RYDER

Introduction

The first successful power transformer was developed as early as 1885, by engineers at the Ganz iron foundry in Hungary. The use of power transformers to reduce transmission losses allowed the development of transmission networks with centralised generation at power stations supplying many small users. This model for the electricity supply industry was dominant by the end of the 19th Century, and continued through most of the 20th Century. It allowed the development of larger and more efficient prime movers and generators and required the continuous development of higher voltage transmission networks. In Europe and North America, this model reached its peak in the 30 years following the end of the Second World War. Generating units of over 1500MW were constructed in a number of different countries and transmission voltages reached 400kV in Europe and 765kV in North America.

Changes in the economy and in wider society have made the previously dominant model of centralised generation, transmission at high voltage, and then distribution to users at low voltage obsolescent. These changes are most advanced in Europe, but are also beginning to affect North America and some emerging market countries. Distributed energy resources from renewable sources are being developed to replace some of the centralised generation. The intermittent nature of some of these distributed resources has placed new demands on the remaining centralised generation, and also the transmission network. More widespread use of storage by users or by distributed energy producers may place further new demands on both remaining centralised generation and the transmission network.

CIGRE

The Conseil International des Grands Réseaux Electriques à Haut Tension is an international organisation founded in France in 1921. Its aim is to support professionals within the electricity supply industry by organising conferences and other events, and also by forming working groups to study particular challenges. Its activities are organised by a total of sixteen different so-called Study Committees, each of which has responsibility for a particular type of equipment or aspect of the power system. Study Committee A2 has responsibility for power transformers. It works in close partnership with a number of other Study Committees, including A3 (switchgear and instrument transformers), B3 (substations), C4 (system technical performance), and D1 (materials and test techniques).

The main subject of this paper is to describe recent past, present, and possible future activities by CIGRE, and especially by Study Committee A2, to meet the challenges outlined in the introduction.

New Challenges and New Responses

1 Connecting Renewable Generation

There has been a need to connect distributed renewable generation to the transmission and distribution networks. In case of populated areas, it is often possible to adapt the existing infrastructure to this new use. It may result in reduced or even reversed power flow on some transmission and distribution transformers. Protection and control systems may need adaptation to this change. Transmission transformers have generally been designed for bi-directional power flow and no adaptation is required.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Some sub-transmission transformers have not been designed for bi-directional power flow, and have limited step-up capability (mainly owing to tapchanger design issues).

CIGRE Study Committee A2 established a working group A2-50 to examine this subject, but this working group has attracted little interest and will be closed without a technical brochure being presented.

In some areas with a high density of distributed renewable generation, the voltage on the distribution network can become unstable or rise to unacceptable levels. In Europe most distribution transformers have no voltage regulating capability on the LV side, and are therefore unable to manage the distribution network voltage and may indeed be damaged by rising voltages. This has led to the development of so-called voltage regulating distribution transformers, which have a built-in capability to regulate the LV voltage.

CIGRE Study Committee A2 has not yet examined voltage regulating distribution transformers. They might make an interesting subject for a future study, but there are doubts as to whether CIGRE is the best organisation to lead this.

In case of offshore distributed renewable resources, there has been a need to develop new transmission infrastructure both offshore and also sometimes onshore. The design of offshore sub-stations has been very challenging. The electricity supply industry has needed to learn from others, especially the offshore oil and gas industry. With the development of distributed renewable resources further offshore and in deeper water, two solutions originally developed by the offshore oil and gas industry may be of interest to the electricity supply industry. Firstly, subsea transformers or more likely shunt reactors to eliminate the need for platforms, especially for longer ac cables which require compensation at the mid-point. Secondly, use of HVDC to eliminate the need for reactive compensation and better control power transmission, especially for longer cables and large quantities of power.

CIGRE Study Committee B3 established working group B3-26 to examine the subject of offshore substations, and they published their final report as brochure 483 in 2011. CIGRE continues to have a strong interest in this subject, and it will be the main theme of a Symposium at Aarlborg in June 2019 to be led by Study Committee C4.

As was noted in passing above, the offshore transmission infrastructure comprises largely undersea cables, which require reactive compensation. This has led to a large increase in demand for shunt reactors, and a number of new players have entered this market in recent years. There have also been a number of other potentially useful developments in shunt reactor technology, including variable and magnetically controllable shunt reactors in large sizes for the first time.

CIGRE Study Committee A2 established working group A2-48 to examine the technology and also the utilisation of shunt reactors, and they published their final report as brochure 573 in 2016.

2 Manageing Intermittency

The intermittent nature of the renewable energy sources under development has resulted in a need for increased transmission capacity, especially across international borders. This has been combined by an increased reluctance by wider society to accept the construction of new overhead transmission lines. There is thus a need to make best use of existing interconnections, leading to increased use of phase-shifting transformers to control power flows.

The first transmission voltage phase-shifting transformers were installed in the United States (for the Salt River Project, in 1995). The IEEE have thus played an important role in developing application guides and standards for phase-shifting transformers. Their application guide has been adopted by IEC. CIGRE Study Committee A2 has not yet examined phase-shifting transformers. They might make an interesting subject for a future study, perhaps in partnership with IEEE.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Many new interconnections across international borders are being implemented using underground or undersea cables, using HVDC. The development of VSC technology has simplified the design and construction of HVDC substations and also HVDC transformers. There is potential for further standardisation and simplification as this technology develops further.

HVDC is one of the main interests of CIGRE Study Committee B4, who have made numerous publications on this subject. One recent publication of special interest is brochure 684 on HVDC transmission voltage standardisation, prepared by Joint Working Group B4/C1.65. CIGRE Study Committees A2 and B4 have worked together to develop guidelines on design review for HVDC transformers. These can be found in brochures 406-407, prepared by Joint Working Group A2/B4-28 and published in 2010. These may need to be updated somewhat given developments in VSC technology since their publication. The more recent guides on supplier selection, specifications, and design review prepared by Working Group A2-36 and published as brochures 528-529-530 in 2013 may also be of interest.

3 Making Different Use of Centralised Generation

The intermittent nature of some distributed renewable resources has placed new demands on the remaining centralised generation, which is now required to operate in a back-up capacity. This may involve making more machine starts/stops, and generating more flexibly when running. Operating in this way can be very demanding for the prime movers and also the generators. The generator transformers are in general less affected, although more attention may be required to cooling and to tapchangers when operating flexibly.

Similar considerations apply in whole or in part to the transmission network, and there is a need to adapt existing plant to new uses and also to extend its life.

Adapting existing equipment to new use and especially life extension has been a subject of wide interest to CIGRE, and a number of different Study Committees including A2. A guide for transformer life extension is in preparation by Working Group A2-55.

Conclusions

The new mission of CIGRE as agreed following the 2016 Paris congress is to help provide *Sustainable Electricity for All*. New activities need to be planned with this mission in mind, which clearly includes support for the Energy Transition.

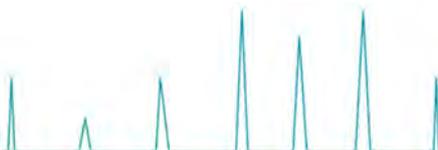
CIGRE Study Committee A2 is fully committed to supporting the new mission of CIGRE, including the Energy Transition.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Dr.-Ing. Frank Hillmann

HDI Global SE



HDI Global SE Hannover

Abteilung: Technische Versicherung Schaden
(Claims Management Engineering)

Tätigkeit: Schadeningenieur, Schwerpunkt: Energieorientierte Elektrotechnik

Vita:

1979 - 1984	Studium der Elektrotechnik	Technische Hochschule Ilmenau
1984 - 1988	Promotion auf dem Gebiet	Rotierende elektrische Maschinen TH Ilmenau
1988 - 1991	VEM Sachsenwerk Dresden	Berechnung Rotierende elektrische Maschinen
1991 - 1994	Fa. Piller Osterode am Harz	Berechnung Rotierende elektrische Maschinen
1994 - 2007	Fa. Helmke Hannover	Technik, Service und Qualitätsmanagement Elektrische Maschinen und Antriebe
2007 - heute	HDI Global SE, vormals HDI-Gerling Industrie Versicherung AG	



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

TLM 2017
11. TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE



18.- 19. September 2017
Im SAUERLAND STERN Hotel**** Willingen

HDI Global SE
Transformerschäden aus Sicht
eines Versicherers

Dr. Frank Hillmann, Willingen, 18.09.2017

Agenda

-
- 1** Kurzvorstellung HDI Global SE

 - 2** Versicherungszweige in der Industrierversicherung

 - 3** Schadenbeispiele

 - 4** Schlussfolgerungen - Zusammenfassung



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

HDI

1

Kurzvorstellung HDI Global SE

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

3

HDI Global SE: Unsere Kompetenz und Erfahrung

HDI

- HDI Global SE hat ihre Wurzeln im Versicherungsgeschäft für Industrie und Gewerbe und verfügt über mehr als 100 Jahre Erfahrung
- Hohe Zeichnungskapazitäten und solide Kapitalbasis
- Eingebunden in einen finanzstarken Konzern: TALANX
- Über 90 Prozent der DAX-Unternehmen vertrauen HDI Global SE



„Als traditionsbewusster Industrierversicherer sind wir Ihr leistungsstarker und verlässlicher Partner.“

Dr. Christian Hinsch, Vorstandsvorsitzender HDI Global SE

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

4



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

HDI Global SE: 11 Niederlassungen in Deutschland



Zu Hause in Ihrer Region

- Individuelle Kundenbetreuung durch Ansprechpartner in der Region
- Komplette Produktpalette zur Minimierung Ihrer unternehmerischen Risiken
- Umfassendes Risk Management und kompetente Schadenregulierung



„Für unsere Kunden zählt die Nähe zu ihrem persönlichen Ansprechpartner vor Ort. Mit hoher Befugnis und Kompetenz.“

Frank Harting, Vorstand HDI Global SE

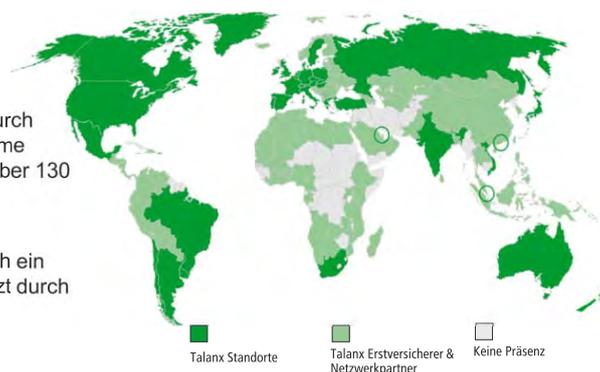
TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

5

HDI Global Network: Globale Lösungen erfordern globales Handeln



- HDI Global SE betreut ihre Kunden auch im Ausland mit passgenauen Lösungen
- Globaler Versicherungsschutz wird durch Internationale Versicherungsprogramme risikoadäquat und haftungssicher in über 130 Ländern zur Verfügung gestellt
- Auch bei einem Internationalen Versicherungsprogramm kümmert sich ein zentraler Account Manager, unterstützt durch den Underwriter, um alle Versicherungsangelegenheiten



„Eine überzeugende Leistung: Wir sichern Ihr Unternehmen weltweit ab – durch international abgestimmte Versicherungslösungen, die zudem Rechtssicherheit bieten.“

Jens Wohlthat, Vorstand HDI Global SE

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

6



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

HDI Risk Consulting: Schwachstellen erkennen – Risiken verringern



HDI Risk Consulting unterstützt Ihr Unternehmen beim Aufbau eines effektiven Risk Engineerings und bei der Schadenverhütung.

- Über 100 Ingenieure und Spezialisten mit langjähriger Erfahrung und Expertise
- Weltweites Netzwerk von externen Experten für spezielle Anforderungen
- Kostenfreie und unabhängige Analyse zur Schadenprävention



„Unsere Top-Experten garantieren weltweit kompetente Beratung und umfassendes Know-how.“

Dr. Joachim ten Eicken, Vorstand HDI Global SE

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

7

HDI Global SE: Top-Service an Ihrer Seite



Unser maßgeschneidertes Betreuungskonzept

Kein Unternehmen ist wie das andere. Deshalb bieten wir:

- Individuelle Bedarfsanalyse
- Risikobewertung & Schadenverhütung
- Optimalen Versicherungsschutz
- Kontinuierliche Betreuung



„Aus gutem Grund sehen uns Mittelstand und Industrie seit über 110 Jahren als starken Partner an ihrer Seite.“

Dr. Edgar Puls, Vorstand HDI Global SE

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

8



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

HDI

2

Versicherungszweige in der Industrierversicherung

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

9

Vorstellung des Bereiches - Industrierversicherungen

HDI

- **Haftpflichtversicherung**
- **Financial Lines (Cyber, D&O, Rechtsschutz, Vermögensschadenhaftpflicht)**
- **Kraftfahrtversicherung**
- **Luftfahrtversicherung**
- **Gruppen-Unfallversicherung**
- **MultiRisk Versicherungen**
- **Transportversicherung**
- **Technische Versicherung**
- **Feuerversicherung (Sachversicherung)**

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

10



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

HDI Global SE - Versicherungslösungen in der Sparte Technische Versicherungen



- HDI Elektronikversicherung
- HDI Maschinenversicherung (stationär)
- HDI Maschinenversicherung (beweglich)
- HDI Bauleistungsversicherung
- HDI Montageversicherung
- HDI Garantierversicherung
- HDI Betriebsunterbrechungsversicherung
- HDI BU-Versicherung infolge des Ausfalls der öffentlichen Strom- und Gasversorgung
- HDI BAUplus - Die Projekt-Spezial-Police
- HDI PROJEKTplus - Die Projekt- Police
- HDI WINDKRAFTplus

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

11

HDI Global SE - Versicherungslösungen in der Sparte Technische Versicherungen



10 Jahre Schadeningenieur bei HDI-Gerling / HDI Global

- Mein kleinster Schaden: Leiterplatte für Merkur-Sonde
- Mein schwerster Schaden: Transformator 500 t, incl. 100 t Öl
- Mein längster Schaden: Wanddurchführung 800 kV DC, 18 m
- Mein teuerster Schaden: Spezialtransformator ca. 6 Mio. €

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

12



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

HDI

3 Schadenbeispiele

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

13

Trafoschäden

HDI



Image #1: Transformer Failure



Image #2: Transformer Failure

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

14



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschäden

HDI



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

15

Trafoschäden

HDI



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

16



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschäden Schadenverteilung

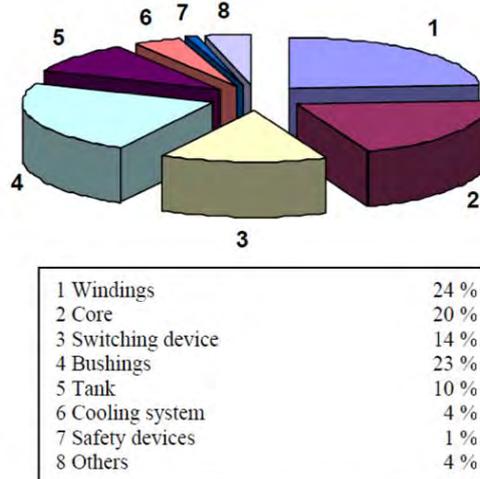


Figure 1: Failure distribution of high voltage transformers according [1]

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

17

Trafoschaden Maschinenversicherung



Transformatordaten:

Nennleistung	112,5 / 150 MVA	ONAN / ONAF
Nennspannung	220 / 21 kV	
Schaltgruppe	YNd5	
Frequenz	50 Hz	
Baujahr	2008	

Primärschaden:

Defekter 20-kV-Kabelendverschluss
Ausweitung zum trafonahen
zweipoligen Kurzschluss

Sekundärschaden:

Erdschluss im Trafo



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

18



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschaden Maschinenversicherung



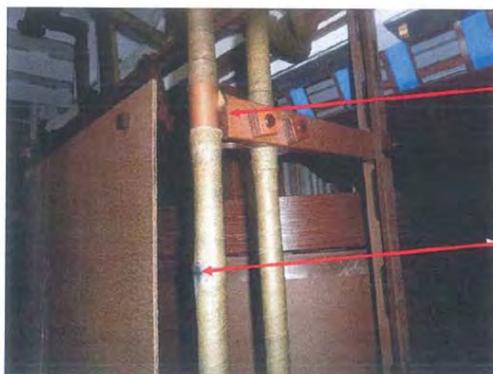
Beschädigte
Ableitungs-
Halterungen

Abbildung 1: Ableitungshalterung

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

19

Trafoschaden Maschinenversicherung



Detail:
Beschädigte
Ableitungs-
Halterung

Kontaktstelle der
Ableitung mit der
Kesselwand

Abbildung 2: Detail Ableitungshalterung

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

20

Trafoschaden Maschinenversicherung

HDI

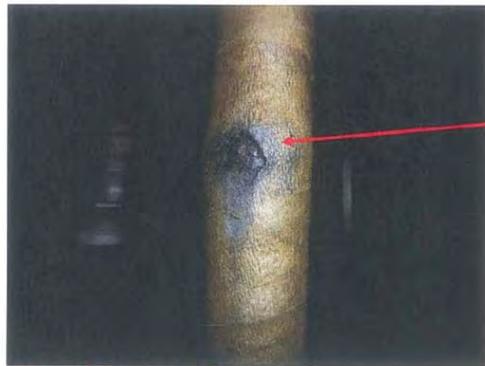


Abbildung 3: Detail Kontaktstelle

Detail:
Kontaktstelle der
Ableitung mit der
Kesselwand
(Erdschluss)

Trafoschaden Maschinenversicherung

HDI

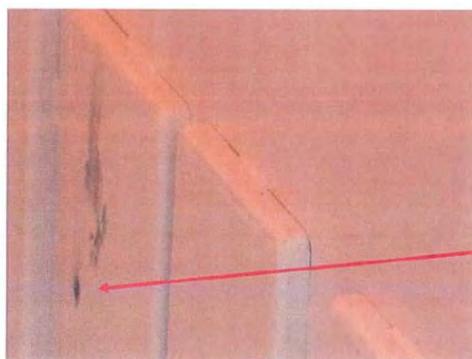


Abbildung 4: Kesselwand innen

Detail:
Kontaktstelle der
Ableitung mit der
Kesselwand
(Erdschluss)

Trafoschaden Maschinenversicherung

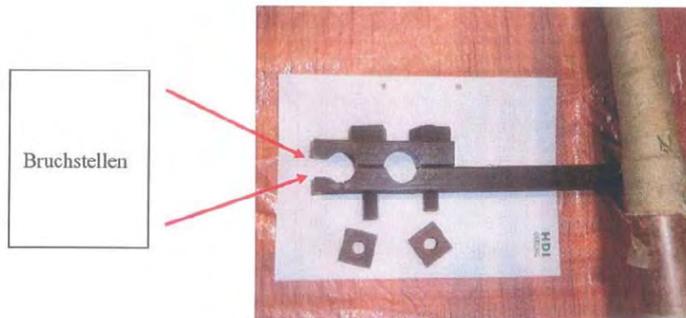


Abbildung 8: Gebrochene Ableitungshalterung

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

23

Trafoschaden Maschinenversicherung

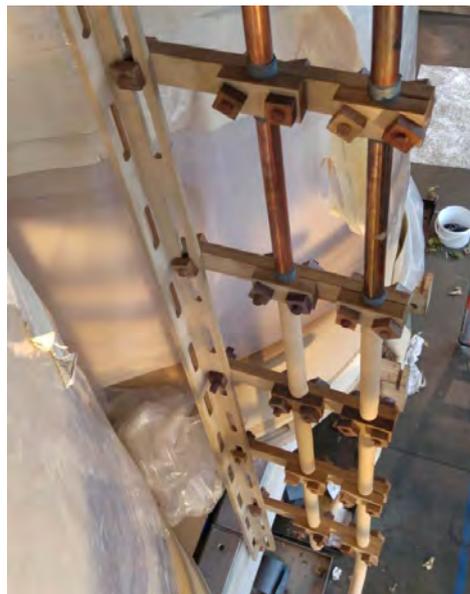


Modifizierte Befestigung der Schaltung

Im Rahmen der Maschinenversicherung versichert und ersatzpflichtig.

Ein zweiter baugleicher Trafo wurde proaktiv danach ebenfalls überprüft und modifiziert.

Diese Kosten sind nicht versichert!



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

24



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschaden Maschinenversicherung



Drossel 300 kvar, 20 kV, 1350 kg

Kesselschaden

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

25

Trafoschaden Maschinenversicherung



VN hat neue Drossel gekauft.

Aktivteil in Ordnung – ersatzpflichtig
– ein neuer Kessel.



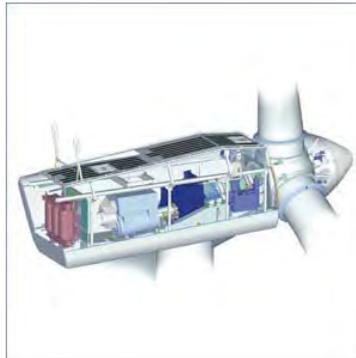
TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

26



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschaden Maschinenversicherung



Transformator in WKA in der Gondel

1900 / 2100 kVA
20 kV – 688 /482 V
4,6 t

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

27

Trafoschaden Maschinenversicherung



Schadenursachen:

- Designprobleme der WKA
- Mangelnde Wartung
- Umgebungseinflüsse



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

29



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschaden Maschinenversicherung

HDI

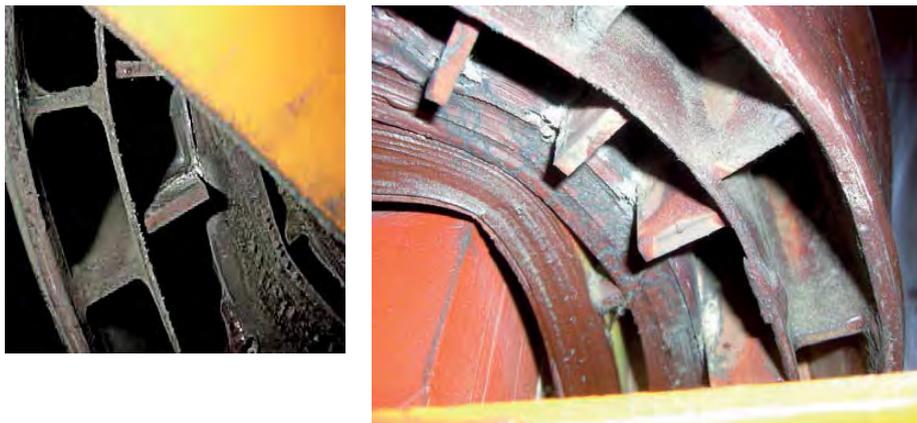


TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

30

Trafoschaden Maschinenversicherung

HDI



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

31



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschaden Maschinenversicherung



Transformator in WKA im Turmfuß

2300 kVA 30 kV – 690 V

Schadenursache: Sabotage

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

32

Trafoschaden Maschinenversicherung



Transformator in Industrieanlage
Schadenursache: Montagefehler



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

33



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschaden Maschinenversicherung

HDI



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

34

Trafoschaden Montageversicherung

HDI



Leistungstransformator
Absperrklappen im Ölkreislauf
Schadenursache:
Material nicht ölbeständig

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

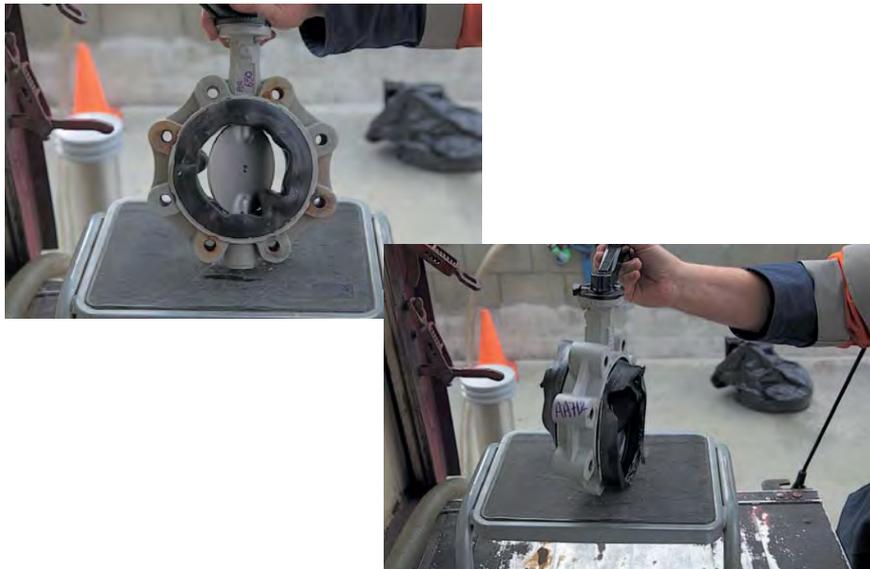
35



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschaden Montageversicherung

HDI



TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

36

HDI

4

Schlussfolgerungen - Zusammenfassung

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

37



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trafoschäden Schlussfolgerungen - Zusammenfassung



Diagnose

Moderne Off- und Online-Diagnosemöglichkeiten für:

- Ölqualität
- Gas-in-Öl-Analyse (DGA)
- Wicklungszustand
- Papierzustand (Furan-Analyse)
- Kernzustand
- Durchführungen
- Stufenschalter
- Zubehör

Thermische Verfahren: Infrarotkamera

Elektrische Verfahren: Teilentladungsdagnostik incl. Ortung

Mechanischer Zustand: FRA, SFRA

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

38

Trafoschäden Schlussfolgerungen - Zusammenfassung



Asset-Management = Verwaltung der Anlagen eines Unternehmens
ISO 55000-Serie für die Anlagenwirtschaft

Lebenszyklus-Management

Ein gut funktionierendes Anlagenwirtschaftssystem unterstützt das Unternehmen im gesamten Produktlebenszyklus der physischen Anlagegüter.

Risikomanagement

Identifikation und Steuerung von potenziellen Risiken durch entsprechende Strukturen und Prozesse

Instandhaltungs-Management

- Definition von anlagenbezogenen Instandhaltungsstrategien
- Wartungs- und Inspektionspläne
- proaktives Instandhaltungs-Management
- Vorbeugung vor ungeplanten Ausfällen

Und wenn es doch passiert – dann kann die passende Versicherung helfen.

TLM 2017, Dr. Frank Hillmann, 18.09.2017

39



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Danke für Ihre Aufmerksamkeit



Dr. Frank Hillmann
HDI Global SE
Technische Versicherung Schaden

HDI-Platz 1
30659 Hannover
Tel. 0511-645-3774

frank.hillmann@hdi.global
www.hdi.global

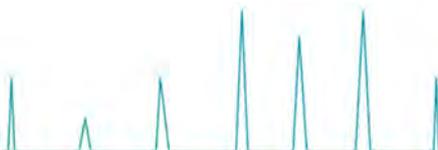




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Dr.-Ing. Florian Menius

Stadler Rail AG



Werdegang

Okt 1998- Mai 2003	Studium an der TU Dresden, Fach Verkehrsingenieur, Vertiefung Elektrische Bahnen
Aug 2003- Mai 2008	Wissenschaftlicher Mitarbeiter der TU Dresden, Professur Elektrische Bahnen, Dissertation zum Thema Lichtbögen zwischen Stromabnehmer und Fahr draht (2011)
Okt 2008- Dez 2014	Systemingenieur bei Stadler Bussnang, CH, Abteilung „E-Entwicklung“, Schwerpunkt Auslegung von Traktionssystemen
seit Jan 2015	Leiter Produktentwicklung elektrisch bei StadlerRail Holding, Bussnang.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



AKTUELLE TRENDS BEI TRAKTIONSTRANS- FORMATOREN

Dr.-Ing. Florian Menius, Willingen, 18. September 2017

STADLER

AGENDA

STADLER

-
1. Überblick StadlerRail
 2. Traktionstransformatoren bei StadlerRail
 3. Trend «LCC-Betrachtung»
 - 3.1 Wartung
 - 3.2 Energieeffizienz
 4. «Traktionstransformator der Zukunft»



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

1) ÜBERBLICK STADLERRAIL

Divisionen & Standorte

DIVISION SCHWEIZ



Stadler Bussnang
1700 Mitarbeiter

DIVISION DEUTSCHLAND



Stadler Pankow Berlin
1000 Mitarbeiter

DIVISION ZENTRALEUROPA



Stadler Polska
800 Mitarbeiter

DIVISION SPANIEN



Stadler Valencia
900 Mitarbeiter

DIVISION COMPONENTS



Stadler Winterthur
220 Mitarbeiter

DIVISION SERVICE



Stadler Österreich
20 Mitarbeiter



Stadler Altenrhein
950 Mitarbeiter



Stadler Pankow Velten
40 Mitarbeiter



Stadler Praha
50 Mitarbeiter



ERION
30 Mitarbeiter
ERION France
20 Mitarbeiter



Stadler Stahlguss
120 Mitarbeiter



Stadler USA
15 Mitarbeiter



Stadler Reinickendorf
60 Mitarbeiter



Stadler Minsk
450 Mitarbeiter



Stadler Szolnok
370 Mitarbeiter

Stadler Schweiz
70 Mitarbeiter

Stadler Algerien
100 Mitarbeiter

Stadler Ungarn
70 Mitarbeiter

Stadler Italien
10 Mitarbeiter

Stadler Niederlande
80 Mitarbeiter

Stadler Polen
30 Mitarbeiter

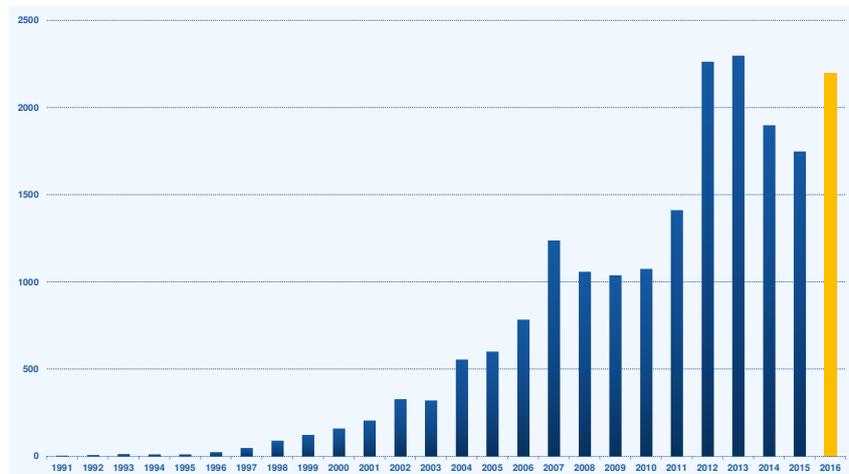
Stadler Schweden
20 Mitarbeiter

Konsolidierter Umsatz 2016 (Budget): ca. 2,2 Mrd. CHF | Anzahl Mitarbeiter (Budget, FTE): knapp 8000

3

1) ÜBERBLICK STADLERRAIL

Umsatzentwicklung der Stadler Rail Gruppe (in Mio CHF)



Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

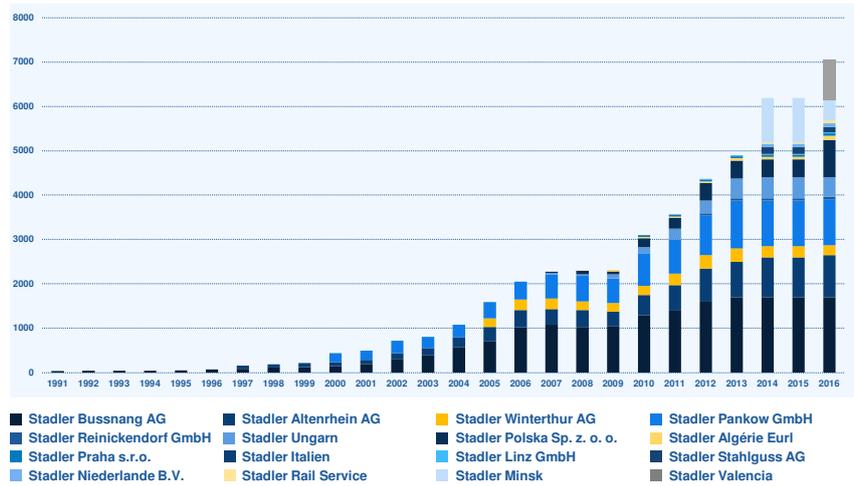
4



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

1) ÜBERBLICK STADLERRAIL

Mitarbeiterentwicklung der Stadler Rail Gruppe



Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

5

1) ÜBERBLICK STADLERRAIL

Wachstum im Bild – Beispiel Standort Bussnang



1962 1. MONTAGEHALLE
IN BUSSNANG



2017 STADLER BUSSNANG
HEUTE

Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

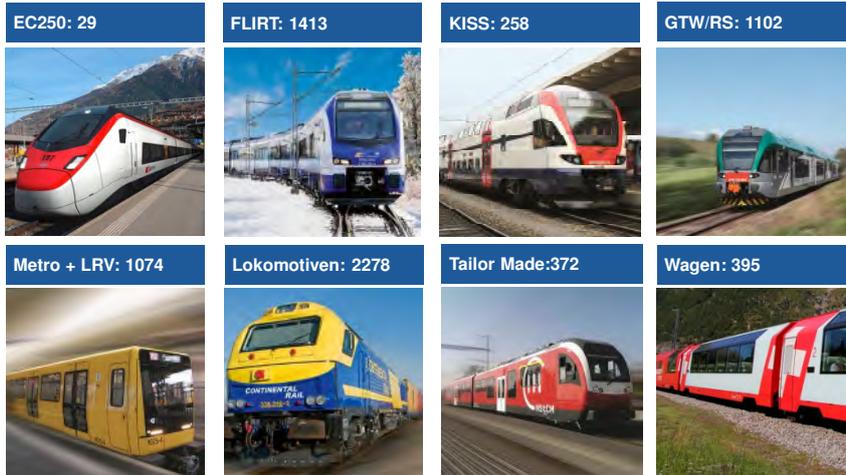
6



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

1) ÜBERBLICK STADLERRAIL

Produkte



Präsentation Titel | Vorname Nachname | © Stadler | 20.01.2017

7

1) ÜBERBLICK STADLERRAIL

Doppelstocktriebzug KISS



258 Einheiten in 9 Ländern

Präsentation Titel | Vorname Nachname | © Stadler | 20.01.2017

8



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

1) ÜBERBLICK STADLERAIL

Regional-Niederflurtriebzug FLIRT



PKP, PL: 20



TexRail, US: 8



Regione Valle d'Aosta, IT: 5



ZS, RS: 21



Veolia Verkehr, DE: 35



NS Reizigers, NL: 58



NSB, NO: 107



BZD, BY: 18



SBB, CH: 162+9

1413 Einheiten in 16 Ländern

Präsentation Titel | Vorname Nachname | © Stadler | 20.01.2017

9

2) TRAKTIONSTRANSFORMATOREN STADLER

Einsatz & Verwendung

- Stadler versteht sich als Systemintegrator mit systemischem Know-How
- Antriebskomponenten werden zugekauft
- Bei AC und AC-DC-Mehrsystem-Fahrzeugen wird der Traktionstransformator in der Regel zusammen mit dem zugehörigen Traktionsstromrichter als «Paket» beschafft

Stadler ist Systemintegrator

Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

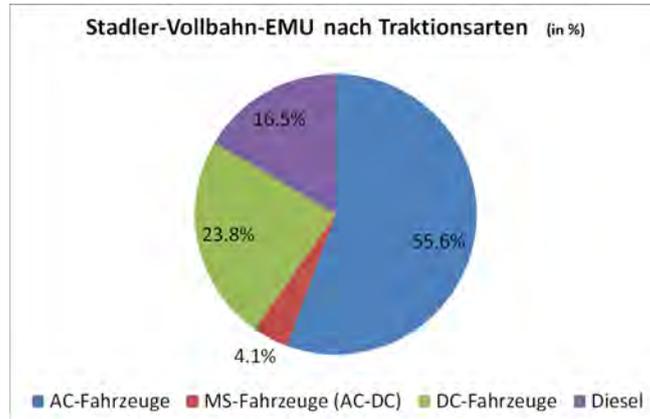
10



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

2) TRAKTIONSTRANSFORMATOREN STADLER

Einsatz & Verwendung

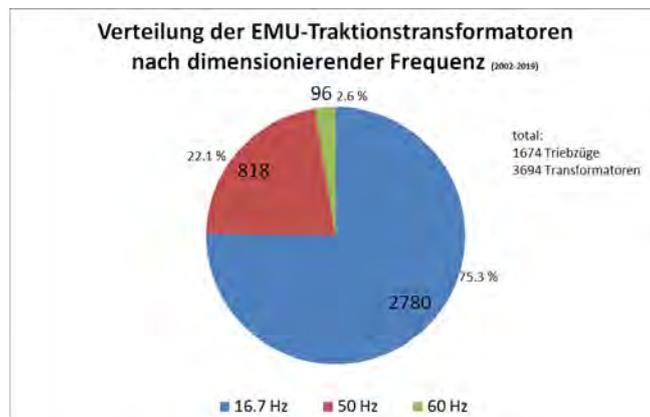


Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

11

2) TRAKTIONSTRANSFORMATOREN STADLER

Einsatz & Verwendung



Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

12



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

3) TREND „LCC-BETRACHTUNG“

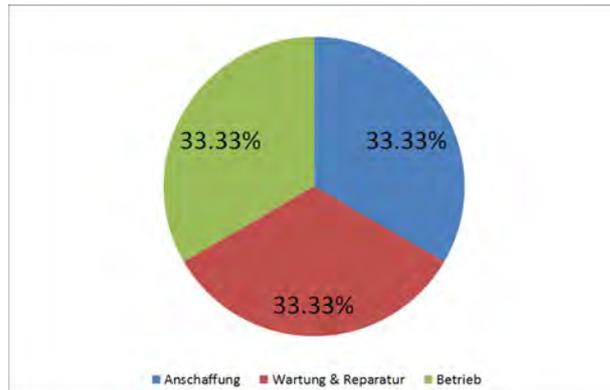
Der Transformator als «Verlustquelle»...

LCC-Kosten werden entscheidend beim Gewinn von Aufträgen

LCC eines Fahrzeugs:

- Anschaffungspreis
- Wartungs- und Reparaturkosten
- Betriebskosten, insbes. Energieverbrauch

LCC sind z.T. mit deutlichen Pönalen belegt



LCC-Kosten werden entscheidend beim Gewinn von Aufträgen

Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

13

3) TREND „LCC-BETRACHTUNG“

3.1 Wartung

Wartungs- und Reparaturkosten von Traktionstransformatoren

- 95% der Aufwände entfallen auf das Ölsystem
- Der Trafo ist eine der zuverlässigsten Komponenten im Fahrzeug
- Trafo-Wartung und Reparatur haben nur insignifikanten Einfluss auf LCC

Hitliste der Störungen eines Fahrzeugs

1. WC
2. Türen
3. Schiebetritte
4. Fahrgastinformationssystem
5. Stromrichter
-
- ca. 50. Traktionstransformator

LCC-Kosten werden entscheidend beim Gewinn von Aufträgen

Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

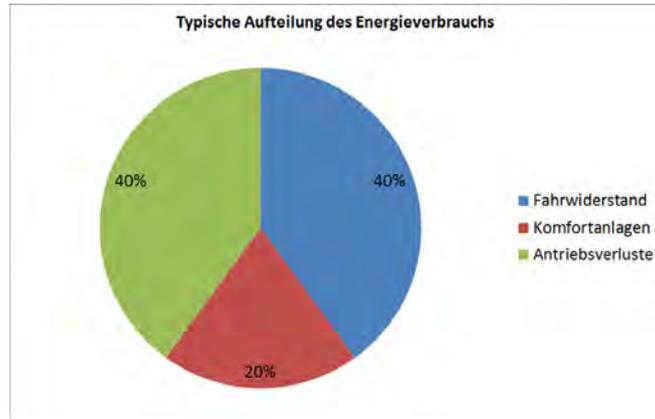
14



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

3) TREND „LCC-BETRACHTUNG“

3.2 Energieeffizienz

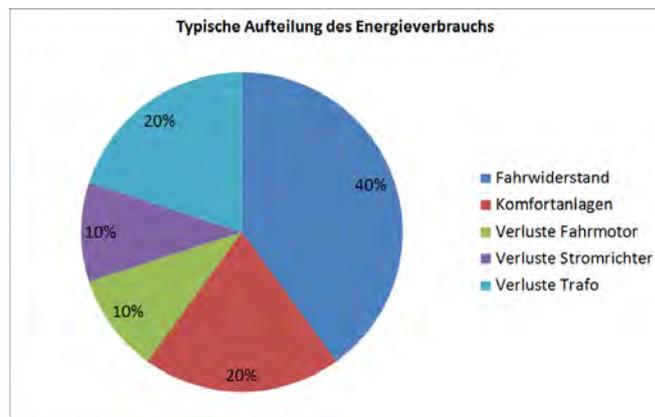


Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

15

3) TREND „LCC-BETRACHTUNG“

3.2 Energieeffizienz



Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

16



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

4) TRAFO DER ZUKUNFT

Typische Merkmale von 16.7-Hz-Traktionstransformatoren in AC-Fahrzeugen mit Drehstromantrieb:

Bauweise

- Öltransformatoren in verschiedensten Bauweisen (Dach, Maschinenraum, Unterflur)
- Zwänge hinsichtlich Gewicht: -> Gewichtsreduzierte Transformatoren auf Kosten der Effizienz, typischer Nenn-Wirkungsgrad: 90..92%
- Hohe Streuinduktivitäten (erforderlich seitens der Stromrichter)

Verwendung

- Betrieb des Trafos an der Grenze zur Sättigung
- Wechsellastbetrieb mit planmässigem, teils deutlichem Überlast-Betrieb der Trafos.

Der klassische 16.7-Hz-Öltrafo ...

Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

17

4) TRAFO DER ZUKUNFT

Neue Generationen von 16.7-Hz-Traktionstransformatoren sind am Durchbruch

Typische Merkmale :

- Erhöhung der Aktivmasse gegenüber Passivmasse
- Halbierung der Trafoverluste
- Nenn-Wirkungsgrad von etwa 96% ist das technologisch-gewichtsmässige Optimum der Trafoauslegung
- reduzierte Streuinduktivitäten (einhergehend mit leistungsfähigen, schnell taktenden Stromrichtern)

Der effiziente 16.7-Hz-Trafo ...

Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

18



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

3) TRAFU DER ZUKUNFT

Ausführungsformen des effizienten Traktions-Transformators

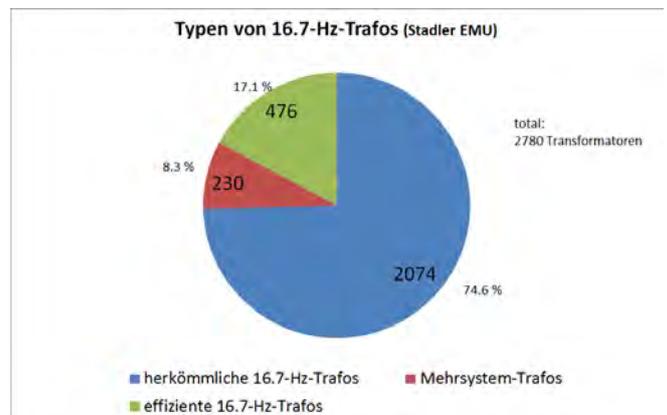
- 1) Der «schwere» Öltrafo
- 2) Der «ölarne» Öltrafo
- 3) Der «ölfreie» Trockentransformator

Der effiziente 16.7-Hz-Trafo ...

Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

19

4) TRAFU DER ZUKUNFT



Betrachtungszeitraum 2002-2020 bei Stadler EMU

Trends bei Traktionstransformatoren | Florian Menius | © Stadler | 18.09.2017

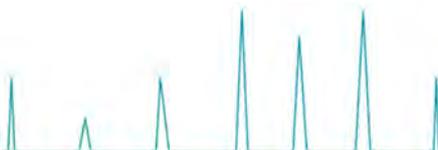
20



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Alexander Hanko
VW-Kraftwerk GmbH

Ein CV lag zum Zeitpunkt des Drucks leider nicht vor.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

VOLKSWAGEN

KRAFTWERK



Einsatz von Trockentransformatoren als Netztrafo im Industrienetz

18.09.2017

Stand: 22. August 2017 Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

Inhaltsverzeichnis



1. Überblick VW Kraftwerk GmbH
2. 110kV Verteilnetz Wolfsburg
3. Gegenüberstellung Trockentrafo - Öltrafo
4. Anschaffungsentscheidung für einen Trockentrafo
5. Trockentrafos im Verteilnetz Wolfsburg
6. Einsatz von Trockentrafos bis 25MVA
7. 25MVA Trockentrafo mit Laststufenschalter
8. Instandhaltung von Trockentrafo – Öltrafo
9. Wartungsumfang von Trockentrafos

Stand: 22. August 2017 Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

2



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

Überblick zur VW Kraftwerk GmbH



- **Unternehmenszweck:** Sicherstellung der leitungsgebundenen Energie- und Medienversorgung der Volkswagen Konzernstandorte
- **100%ige Tochtergesellschaft** der Volkswagen AG
- **487 Mitarbeiter** (Stand 30.09.2016)
- **Aufgabenspektrum:** Planung, Konstruktion und Betrieb von Energieerzeugungs- und Versorgungsanlagen sowie Verteilung, Handel, Lieferung, Vertragsabschluss und Dienstleistungen für leitungsgebundene Energien.



Strom



Netzbetrieb



Wärme



Erdgas



Energiehandel



Versorgungstechnik

Stand: 22. August 2017

Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

3

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

2. Überblick zur VW Kraftwerk GmbH



Daten	2016
Strom [GWh/a]	4.595
Leistung [MW]	748

Stand: 22. August 2017

Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

4



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

Gegenüberstellung Trocken- / Öl-Trafo

VWK Energie

	Trocken-Trafo	Öl-Trafo
Elektrische Eigenschaften, mit Leerlauf-/Kurzschlussverlusten	• Komplette technisch erfüllt	• Komplette technisch erfüllt

Stand: 22. August 2017 Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko 6



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

Anschaffungsentscheidung für einen Trockentrafo



- Trockentrafo kann als Netztrafo (20/6kV) in gewünschter Leistungsklasse (25MVA) gefertigt werden
- Verbau eines Stufenschalters zum Ausgleich von Lastschwankungen ist möglich
- Die Anforderungen an den Brandschutz werden erfüllt, keine Sprühflutanlagen oder sonstiges nötig
- Errichtung eines Leichtflüssigkeitsabscheiders und Ölauffangwanne nicht nötig
- In den Fertigungsbereichen werden bislang nur Trockentrafos eingesetzt
- Fertigung ohne den Einsatz Lackbenetzungsstörender-Stoffe möglich
- Anschaffungspreis in 2009

Stand: 22. August 2017

Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

7

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

Trockentrafos im Verteilnetz Wolfsburg



Stand: 22. August 2017

Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

8

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

Einsatz von Trockentrafos bis 25MVA



Ansicht der beiden Trockentrafos (21/6,3kV) mit jeweils 25MVA Leistung.
Auslegung nach dem N-1 Prinzip
Mit zugehörigen NiederOhmigenSternPunktErdern (NOSPE)

Stand: 22. August 2017 Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

9

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

25MVA Trockentrafo mit Laststufenschalter



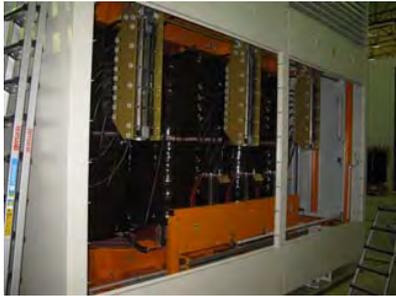
Stand: 22. August 2017 Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

10

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

2. 25MVA Trockentrafo mit Laststufenschalter



- Stufenschaltertyp VACUTAP® VT
- Schnelle Zugänglichkeit zur Wartung und ggf. Störungsbeseitigung
- Die kleine Wartung kann vom Betreiber erfolgen (Reinigung und Schmierung alle 6 Monate)
- Einhaltung von Stufpausen beim Stufen unter Last (1x Stufen 15 Sekunden, nach 6 Stufungen 15 Minuten)
- Stufungsbereich mit 9 Stufen (19-23kV in 500V Schritten)

Stand: 22. August 2017

Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

11

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

Instandhaltung Trocken- / Öl-Trafo



	Trocken-Trafo	Öl-Trafo
Reinigung des Trafos	<ul style="list-style-type: none"> • Alle 2 Jahre, je nach Umgebungsbedingungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Reinigung erforderlich • Tausch der Trockenperlen alle 6 Monate

Stand: 22. August 2017

Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

12



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK

Wartungsumfang von Trockentrafos



- Reinigung der Wicklungen mit Luft und trockenem Lappen
- Reinigung des Gehäuses trocken
- Drehmomentkontrolle an allen Schraubverbindungen
- Revision am Stufensteller gemäß Herstellervorgaben
- Thermografie von Verbindungsteilen im Verdachtsfall

Stand: 22. August 2017

Abteilung: K/NI / Autor: A. Hanko

13

VOLKSWAGEN
KRAFTWERK



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit



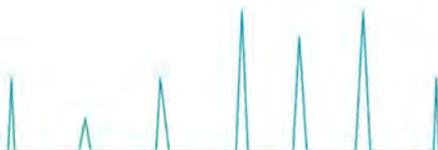
Bildquelle: Wolfsburg.de



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Michael Lukas

Lausitz Energie Kraftwerke AG



- Fachingenieur Elektrotechnik -

Ausbildung

- Dipl.-Ing. Mechatronik (WA), WirtschaftsAkademie Dresden
- Ingenieur für Automatisierungs- und Elektrotechnik, Ingenieurschule Senftenberg

Beruflicher Werdegang

36 Jahre Lausitz Energie Kraftwerke AG

Elektriker im operativen Dienst / Leiter Elektro- und Leittechnik im operativen Dienst / Fachingenieur Elektrotechnik



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Betriebsmittel im Fokus, effektives Anlagenmanagement

Michael Lukas, Lausitz Energie Kraftwerke AG

Einleitung

Die Ziele der Deutschen Bundesregierung für die zukünftige Energieversorgung beinhalten weitreichende Veränderungen des Energiemarktes. Die installierten und noch zu installierenden Erzeugungseinheiten erneuerbarer Energien sorgen nicht nur für einen Technologiewandel in der Energieversorgung, sondern auch für eine sich wandelnde Verteilung der Erzeugungseinheiten von wenigen zentralen Einheiten hin zu vielen dezentralen Anlagen.

Der zunehmende Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind, Photovoltaik) an der Stromerzeugung stellen besondere Herausforderungen an die Flexibilität der konventionellen Erzeugungsanlagen dar. Neben den steigenden Gradienten der Residuallast betrifft dies insbesondere die Bereitstellung von Regelleistung als Systemdienstleistung konventioneller Energieerzeuger. Mit steigender Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen werden konventionelle Energieerzeuger zunehmend als Systemdienstleister angefordert.

Energieerzeugung gestern, heute und morgen

In der historischen Entwicklung des Energiemarktes sicherten konventionelle Erzeugungsanlagen die Grundlastversorgung. Mit der Inbetriebnahme des ersten Kernkraftwerks in 06/1961 in Deutschland stützten zunehmend Kernkraftwerke, neben den konventionellen Erzeugungsanlagen, die Grundlastversorgung. Den Spitzenlastbedarf sicherten Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke sowie Gasturbinenkraftwerke.

Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) im Jahr 2000 wurde der Ausbau der erneuerbaren Energien per Gesetz festgeschrieben und bildet seither eine zentrale Säule der Energiewende. Mit dem „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ im Jahr 2012, trat eine Novellierung des EEG in Kraft mit der

Zielsetzung den Anteil der erneuerbaren Energien bis 2020 auf 35% und bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80% zu steigern.

Die derzeitige Marktsituation zeigt auf, dass in Deutschland noch zwei Drittel des Energiebedarfs aus konventionellen Erzeugungsanlagen erzeugt werden.

In der Energieerzeugung gehören fossile Brennstoffe, wie Braunkohle und Steinkohle, zu den wichtigsten Energieträgern mit einem Anteil von ca. 40 Prozent (Braunkohle 23,1%, Steinkohle 17,0%). [1]

Der stetige Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die schrittweise Überführung von Braunkohlekraftwerke in die Sicherheitsbereitschaft bis zum Jahr 2019 und der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022 werden zukünftig die Zusammensetzung des Energiemarktes in Deutschland verändern.

Konventionellen Erzeugungsanlagen als Brückentechnologie

Der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien zeigt auf, dass mit einer installierten Leistung bis zum Jahr 2015 von 97 GW der Energiebedarf in Deutschland gedeckt werden könnte, aber die erzielte Bruttoerzeugung im Jahr 2015 nur einen Marktanteil von 31,5% erreichte.

Energieerzeugung	Energieerzeugung %	installierte Leistung GW	Bruttoerzeugung GWh
2010			614.300,0
erneuerbare Energien	17,0	55,2	104.400,0
konventionelle Energien	42,8	51,5	262.900,0
Kernenergie	22,9	21,5	140.600,0
sonstige Energien	17,3	32,1	106.400,0
2015			593.000,0
erneuerbare Energien	31,6	97,1	181.400,0
konventionelle Energien	41,8	57,7	252.900,0
Kernenergie	14,1	12,7	91.200,0
sonstige Energien	12,5	32,2	67.500,0

Tabelle 1: Änderung der Bruttoenergieerzeugung zwischen 2010 und 2015 [2]

Der hier freigewählte Betrachtungszeitraum 2010-2015 verdeutlicht eine stabile Energieerzeugung der konventionellen Erzeugungsanlagen. Die rückläufige Energieerzeugung der Kernenergie und sonstiger Erzeugungsanlagen

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

(Naturgas, Mineralöl und Wasserkraftanlagen die nicht zu den EEG Anlagen zählen) wird zu einem großen Teil durch den Zuwachs erneuerbarer Energien ausgeglichen.

Verbunden mit dem Anstieg der fluktuierenden Netzeinspeisung durch die erneuerbaren Energien steigt auch die Residuallast, die durch konventionelle Energieerzeuger auszugleichen ist.

Zur Sicherung einer stabilen Energieerzeugung in Deutschland steigen die Anforderungen an konventionelle Energieerzeuger zu einer höheren Flexibilität ihrer Anlagen.

Die LEAG, ein Braunkohlenkraftwerksbetreiber im Netzgebiet der 50 Hertz, hat dazu nach technischen Möglichkeiten gesucht und erfolgreich getestet, die Kraftwerksleistung je Blockeinheit bis auf 30% der installierten Leistung abzusenken um damit auf die neuen Marktanforderungen reagieren zu können.

Am Beispiel des Netzgebietes der 50Hertz, in das große Erzeugungsanlagen der erneuerbarer Energien, konventionelle- und Pumpspeicherkraftwerke einspeisen, soll verdeutlicht werden, welche Herausforderungen an die Netzbetreiber und Betreiber von Kraftwerksanlagen durch den Einfluss fluktuierender Netzeinspeisung zu bewältigen sind.

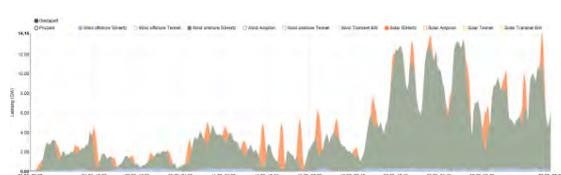


Bild 1: Netzeinspeisung Solar / Wind 02/2017 [3]



Bild 2: Netzeinspeisung Braunkohlekraftwerke 02/2017 [3]

Im Wandel, hin zu einer zukünftigen Energieversorgung durch erneuerbare Energien, werden weiterhin die konventionellen Energieerzeuger unverzichtbar sein und eine Brückentechnologie bilden.

Anforderungen an das Instandhaltungsmanagement

Die weitreichende Veränderungen des Energiemarktes zeigen auf, dass auch die Anforderungen des Instandhaltungsmanagements in einem sich ständig verändernden Wettbewerb nach einer zielgerichteten Erschließung vorhandener Potenziale verlangt.

Ein erster Schritt zur Lösung dieser Herausforderung ist die Entwicklung einer branchenindividuellen Methodenkompetenz für das Prozessmanagement, welches im Rahmen einer prozessorientierten Ablauforganisation das Verständnis der Unternehmensangehörigen für den Gesamtzusammenhang in jeder Entscheidungssituation fordert und durch ein integriertes Informationsmanagement fördert.

Eine wettbewerbsorientierte Unternehmensführung setzt voraus, die technischen und betriebswirtschaftlichen funktionalen Bereiche als Glieder eines Ganzen, als eine Gesamtheit miteinander verzahnter Aufgabenbereiche, zu begreifen. [4]



Bild 3: Anforderungen an den Instandhaltungsprozess

Instandhaltung im Wettbewerbswandel

Die gestiegenen Anforderungen in den stark wettbewerbsorientiertem Prozessen der produzierenden Unternehmen lassen Stillstandszeiten für Instandhaltungsmaßnahmen nur im geringen Umfang zu. Der hohe Automatisierungsstandard der Produktionsanlagen und die organisatorische Trennung von Produktions- und Instandhaltungsmanagement wirken sich negativ auf

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

die effektive Nutzung der Produktionsanlagen aus. Die hierdurch entstehende Isolierung zwischen Beeinflussbarkeit und Verantwortung setzen die Maßnahmen der Instandhaltung an Produktions- und Betriebsmitteln in einen Fokus, welcher die Entwicklung neuer Organisationskonzepte bzw. Instandhaltungskonzepte erfordert.

Im Prozess des Produktionsmanagement wird gefordert, dass die Produktions- und Betriebsmittel langlebig und mit einer geringen Störquote arbeiten. Der Prozess des Instandhaltungsmanagement betrachtet den Abnutzungsvorrat und füllt diesen durch geeignete Instandhaltungsmaßnahmen auf.

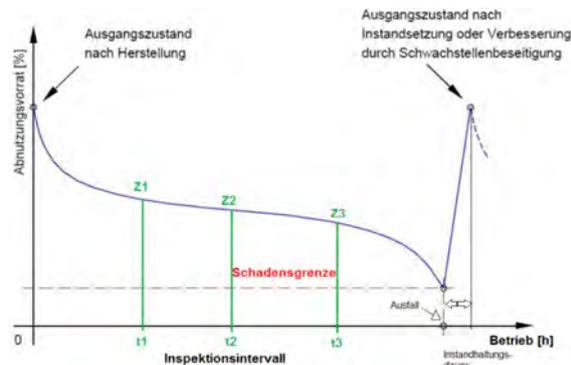


Bild 4: Abnutzungsvorrat von Betriebsmitteln

Die Basis eines wertorientierten Instandhaltungsmanagement, z.B. im Kraftwerksprozess, ist die Schaffung eines effektiven Anlagenmanagements, dass die effektive Nutzung durch Übertragung der Verantwortung für routinemäßige Abläufe auf das operative Personal verlangt (Total Productive Maintenance - TPM).

Die Kontrolle und Überwachung der Betriebsmittel, die den Produktionsprozess steuern, regeln und überwachen erfolgt ebenfalls durch das operative Personal. Neben der Kontrolle und Überwachung werden wichtige Systemkomponenten durch Monitoringsysteme in ihrer Lebensdauer überwacht. Die Ergebnisse, die durch Monitoringsysteme geliefert werden, fließen in das neu zu entwickelnde Instandhaltungskonzept ein.



Bild 5: Netzwerk Online – Monitoringsysteme am Beispiel von Leistungstransformatoren

Instandhaltungsstrategien im dynamischen Marktumfeld

Die gestiegenen Anforderungen an die Instandhaltung verlangen auch ein Umdenken in der strategischen Herangehensweise von Instandhaltungsmaßnahmen. Die im Kraftwerksprozess verfolgten Instandhaltungsstrategien sind aus dem Kerngeschäft heraus ereignisorientiert, vorbeugend und zustandsorientiert (Inspektion).

Die zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie verbindet die Elemente der

- ereignisorientierten Strategie,
- zeitgesteuerte / periodische Strategie,
- zustandsabhängige Strategie.

Die Funktionsfähigkeit der Betriebsmittel wird in dem erforderlichen Maß des Kraftwerksprozesses sichergestellt und in der Bewertung nach der Wichtigkeit berücksichtigt.

Die Umsetzung der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung (Reliability Centered Maintenance) zielt auf ein zuverlässiges Funktionieren der Anlagen, wobei Schwachstellen analysiert und die Anlagen nach einem vorbeugendem Instandhaltungsplan (Inspektionsplan) kontrolliert werden. [5]

Analysefaktoren der RCM sind:

- Ausfallfolgen
- Vorhersehbarkeit von Störungen
- Bedeutung der Anlage / Betriebsmittel
- Zustand der Anlage / Betriebsmittel
- Instandhaltungskosten

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

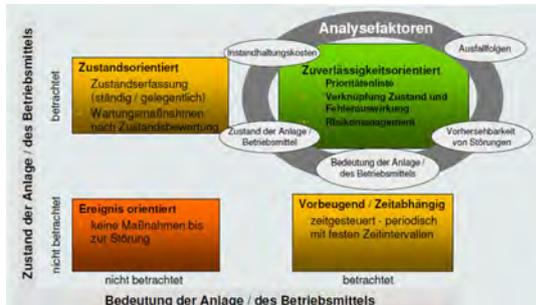


Bild 6 - Instandhaltungsstrategien

Reliability Centered Maintenance (RCM) Konzept und Bausteine

Anlagen bzw. ihre Bauteile sind nach diesem Vorgehen so zu beschreiben, dass mit Hilfe von Risikobetrachtungen (durch eine Risikomatrix mit der Bestimmung von Prioritäten) festgelegt werden kann, mit welchen Instandhaltungsstrategien bzw. Schwachstellenanalysen sich potenzielle Störungen vermeiden, Schwachstellen beseitigen und das Ausfallrisiko reduzieren lassen. Das Ziel des RCM ist es letztlich, die Zuverlässigkeit von Anlagenkomponenten zu erhöhen und gleichzeitig die Instandhaltungskosten zu begrenzen bzw. zu senken. Als strukturiertes Verfahren sind im RCM sieben systematisch aufeinander folgende Fragestellungen abzuarbeiten, nämlich:

- Welche Funktionen erfüllt die Anlage?
- In welcher Weise kann die Anlage bei der Erfüllung dieser Funktionen gestört werden?
- Wodurch wird jede dieser einzelnen Funktionsstörungen verursacht?
- Was passiert, wenn jede dieser einzelnen Störungen auftritt?
- Wie gravierend wirkt sich die Störung aus?
- Wie kann jede dieser Störungen vermieden oder vorhergesagt werden?
- Was ist zu tun, wenn eine Störung weder vorhersehbar noch vermeidbar erscheint? [6]

Total Productive Maintenance (TPM) Konzept und Bausteine

Das Konzept ist auf den gesamten Wertschöpfungsprozess und damit bereichsübergreifend ausgerichtet, so dass die Bildung von Suboptima einzelner Bereiche auf Kosten anderer vermieden wird. Dazu wird ein integratives, funktionsübergreifendes Denken bezüglich anlagenplanerischer, fertigungsvorbereitender und fertigungsunterstützender Aktivitäten gefordert. TPM ist kein revolutionär neues Konzept es baut vielmehr auf bewährten und bekannten Abläufen auf. Die Neuartigkeit des Konzepts liegt in der systematischen Kombination von Abläufen die durch geeignete Methoden unterstützt werden.

Die Ergebnisse, die sich durch das TPM Konzept erreichen lassen, sind neben einer Reduzierung der Funktionsstörungen einer hohen Prozesssicherheit sowie durch eine hohe Bedien- und Instandhaltungsfreundlichkeit der Anlagen geprägt.

Die vertiefende Integration der Unternehmensangehörigen in den Gesamtprozess dient dazu, ein größeres Verantwortungsbewusstsein zu entwickeln, um einen kontinuierlichen Verbesserungsprozess zu starten der sich in den Gesamtprozessablauf wiederholend integriert. TPM baut auf ein fünf Säulen - Konzept auf, wobei jede Säule ein spezielles Teilziel verfolgt.

Das Gesamtziel, der Maximierung der Anlagenproduktivität, wird durch die Erfüllung der Teilziele erreicht. [7]



Bild 4: TPM 5-Säulenkonzept [8]

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Kontinuierlicher Verbesserungsprozess

Die Entwicklung einer wertorientierten Instandhaltung fordert die Sicherstellung einer hohen Anlagenverfügbarkeit aber auch die Senkung der Kosten im Instandhaltungsmanagement. Um diesen Widerspruch entgegen zu wirken sind neue Organisationskonzepte und Instandhaltungsstrategien zu betrachten. Den Gesamtprozess bzw. einzelne Prozessgruppen zu analysieren um zielgerichtet die vorhandenen Potenziale zu erschließen.

Die Verbindung von TPM und RCM in einem neu zu schaffendem Organisationskonzept stellen eine Weiterentwicklung der bestehenden Organisation und Instandhaltungsstrategie dar.

Im Prozessmanagement wird durch die Umsetzung oder teilweisen Umsetzung von TPM und die Übertragung routinemäßiger Instandhaltungsmaßnahmen auf die Unternehmensangehörigen die Bindung zum Prozessablauf gefestigt. Hierzu zählt auch der Umgang mit Analyse- und Monitoringssystemen, deren Ergebnisse nicht nur auf das Prozessmanagement einwirken sondern auch Auswirkungen auf das Instandhaltungsmanagement haben.

Die Prozessdaten und die Ergebnisse aus dem Instandhaltungsmanagement fließen in den Gesamtprozess ein und dienen dem Kreislauf des KVP, der auf eine wertorientierte Instandhaltungsstrategie ausgerichtet ist, mit der Zielführung zur Erreichung eines effektiven Anlagenmanagements.

Zusammenfassung

Mit den ständig steigenden Anforderungen an Unternehmen der Energieerzeugung wachsen auch die Ansprüche hinsichtlich der Umsetzung von zukunftssträchtigen wissensbasierten Instandhaltungsstrategien.

Die Ergebnisse des Prozess- und Instandhaltungsmanagement dienen der Zustandsüberwachung und liefern Informationen, die in einem wissensbasierten Managementsystem abgebildet werden.

Die frühzeitige Erkenntnis über Auffälligkeiten an Anlagen und Betriebsmitteln dient der gezielten Ergreifung präventiver Maßnahmen die einen ereignisorientierten Ausfall vermeiden helfen.

Die Zustandsanalysen sollen Auskunft geben über den Abnutzungsvorrat der Anlagen und Betriebsmittel sowie ihrer möglichen Funktionserfüllung auf Basis der bisher durchgeführten Instandsetzungsmaßnahmen. Sie liefern wichtige Informationen, die in die Entscheidungskriterien zur Strategieverfolgung der Instandhaltung, Instandsetzung oder Neuinvestition, einfließen.

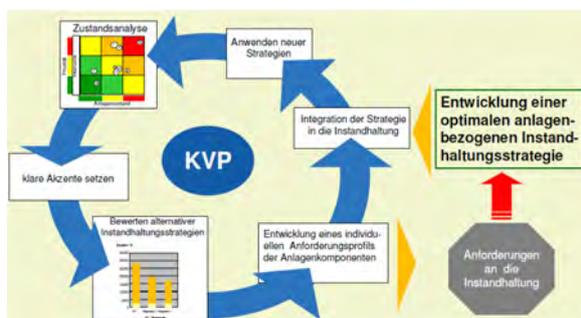


Bild 5 - Kreislauf des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Literatur

- [1]
[http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/
Dossier/konventionelle-energetraeger.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/konventionelle-energetraeger.html)
- [2]
[http://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/
Listen/Energiedaten/energiedaten_Formular.
html?&addSearchPathId=304724](http://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/Listen/Energiedaten/energiedaten_Formular.html?&addSearchPathId=304724)
- [3]
[https://www.energy-charts.de/ undefined?
source=solar-wind&month= 2&year=2017](https://www.energy-charts.de/undefined?source=solar-wind&month=2&year=2017)
[https://www.energy-charts.de/undefined?
source=lignite&month=2&year=2017](https://www.energy-charts.de/undefined?source=lignite&month=2&year=2017)
- [4] R. Bogaschewsky, R. Rollberg,
Prozessorientiertes Management, Springer-
Verlag, Berlin, 2004, ISBN 3-540-64053-3
- [5] M.Lukas, Bewertung von Maschinentrans-
formatoren im Asset Management eines Kraft-
werks, ETP-Konferenz „Transformatoren“
Düsseldorf 2011
- [6] Josef Grantner, Jakob Theussen und
Walter Hahn
„Einführung von zuverlässigkeitsorientierten
Instandhaltungs-strategien bei
Wasserkraftwerken“
- [7] Univ.-Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Horst
Wildemann
Total Productive Maintenance
Leitfaden für ein integriertes
Instandhaltungsmanagement
- [8] Univ.-Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Horst
Wildemann
„ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE
TAGESFRAGEN 60. Jg. (2010) Heft 7“

Anschrift

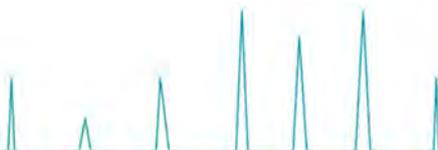
Michael Lukas
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Kraftwerk Boxberg
02943 Boxberg / O.L. (Germany)
Tel.: 035774-4-3115
e-mail: michael.lukas@leag.de



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Thomas Völkel

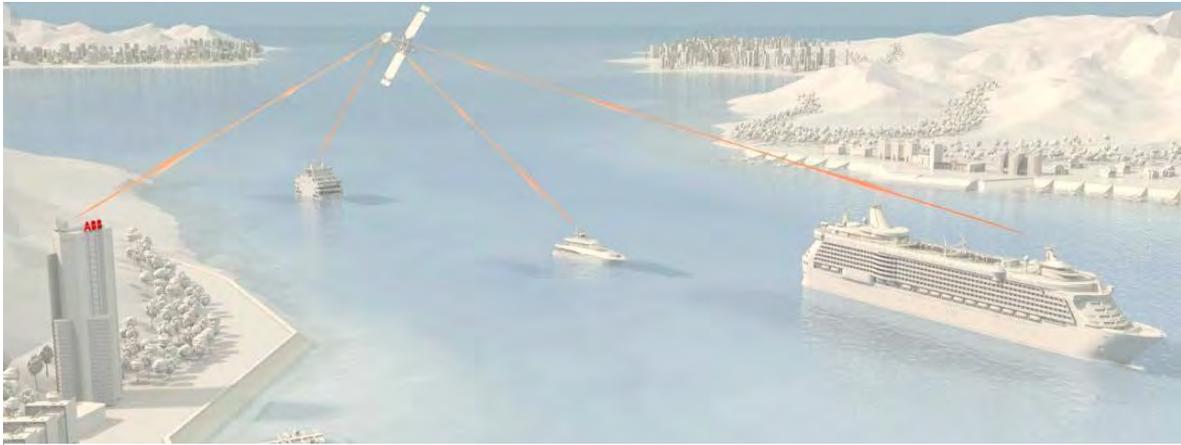
ABB AG



Thomas Völkel, Dipl. Ing., geboren am 18.08.1961 hat in Hamburg elektrische Energietechnik studiert. Sein Interesse für Fahrzeuge führte ihn 1997 in das Unternehmen ABB. Hier arbeitete er 3 Jahre im Bereich Verkehrstechnik in der Konstruktion wo er Erfahrungen im Bereich der elektrischen Energieverteilung sammelte. Mit dem gewachsenen Interesse für schwimmende Einheiten wechselte er in die Schiffstechnik als Projektleiter. In den kommenden 14 Jahren leitete Herr Völkel Energieversorgungs- und Verteilungssysteme für Schiffbauprojekte wie Kreuzfahrtschiffe, Megajachten, Spezialschiffen und Containerschiffen. Vor 11 Jahren wechselte er in den Vertrieb für den Bereich Marine, wo er für den internationalen Neubau sowie den nationalen Service verantwortlich ist. In diesem Zusammenhang gehört Herr Völkel zu den Mitbegründern der internationalen Norm für elektrische Landanschlüsse.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

IAMP – Transformatoren in Marineapplikationen

Thomas Völkel



Inhalt

- Anwendungen in der Marine
- Besondere Anforderungen
- Asset Management im Sinne von Überwachung und Wartung
 - Digitaler Service
 - Service Levels
 - Fleet Portal
 - Technical Support Process





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Inhalt

- **Anwendungen in der Marine**
- Besondere Anforderungen
- Asset Management im Sinne von Überwachung und Wartung / Digitaler Service

©ABB
September 6, 2017 | Slide 3



Anwendungen in der Marine

Immer dann wenn hohe elektrische Leistungen erfordert sind:

- Antrieb
- Kühlung
- Hotel
- Großantriebe



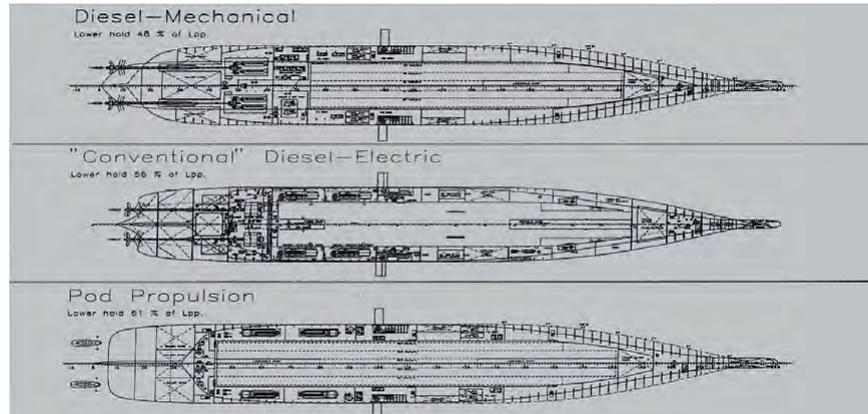
©ABB
September 6, 2017 | Slide 4





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

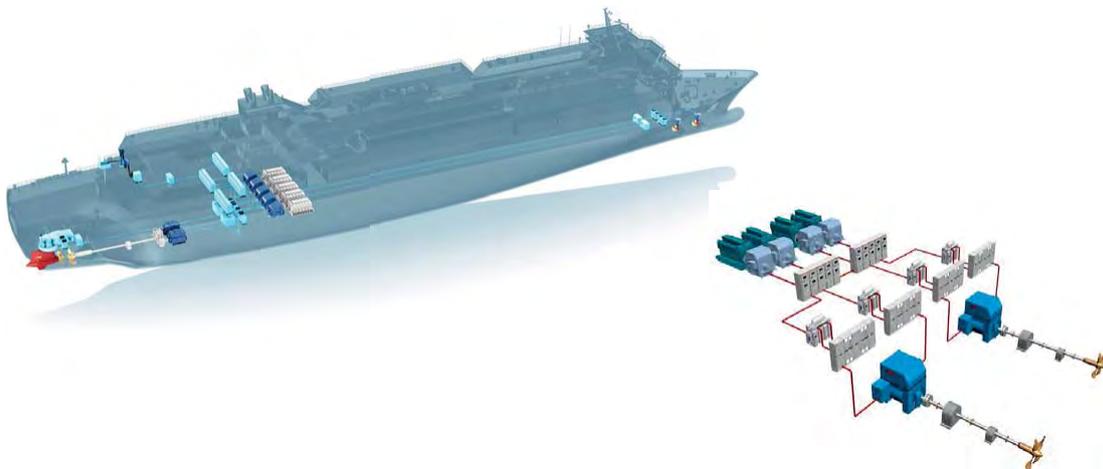
Anwendungen in der Marine – Treiber der Elektrifizierung



©ABB
September 6, 2017 | Slide 5



Anwendungen in der Marine



©ABB
September 6, 2017 | Slide 6





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Inhalt

- Anwendungen in der Marine
- **Besondere Anforderungen**
- Asset Management im Sinne von Überwachung und Wartung
/ Digitaler Service

©ABB
September 6, 2017 | Slide 7



Besondere Anforderungen

- Hohe Verfügbarkeit
insbesondere bei Schiffen mit dynamischer Positionierung
- Installationen auf engstem Raum
- Reduzierte Geräusch- sowie Vibrationsentwicklung
- Vibrationseinwirkungen
- Umwelтанforderungen (Temperatur, Ölhaltige Luft)
- Hohe Berührungssicherheit
- Erfüllung der Anforderungen der verschiedenen Schiffsklassifikationsgesellschaften, wie
DNVGL
Bureau Veritas
DNV
RINA
und ABS

©ABB
September 6, 2017 | Slide 8

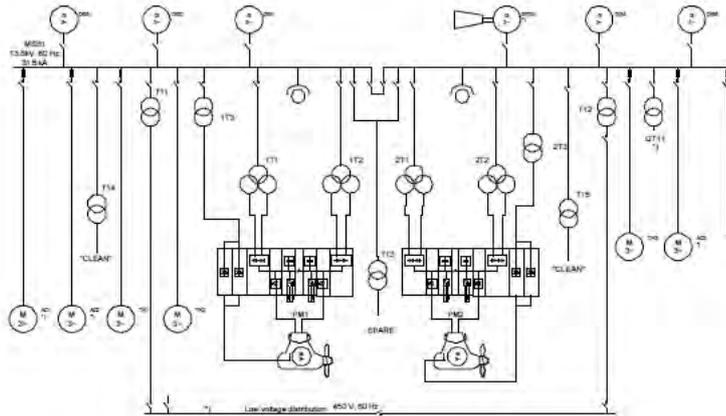




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Besondere Anforderungen

Typisches Netz Kreuzfahrtschiff

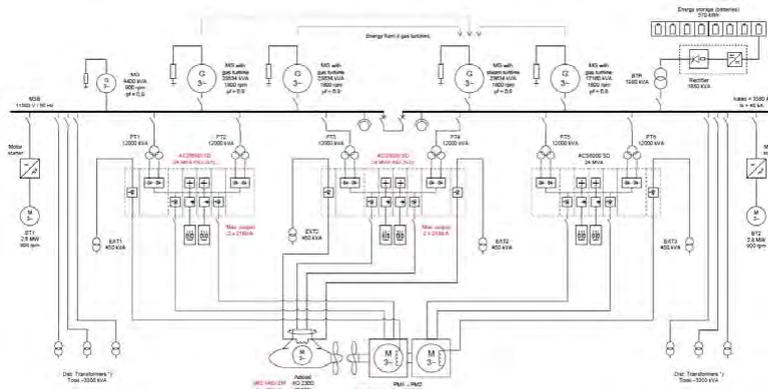


©ABB
September 6, 2017 | Slide 9



Besondere Anforderungen

Netzkonzept eines modernen Großcontainerschiffes



©ABB
September 6, 2017 | Slide 10





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Inhalt

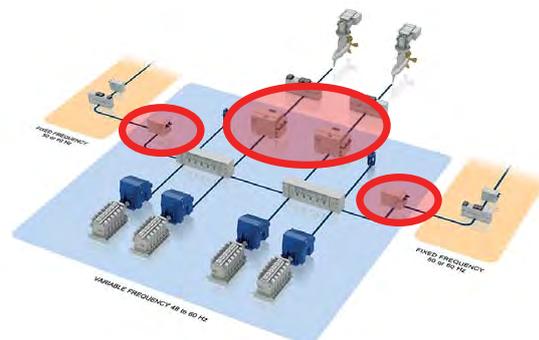
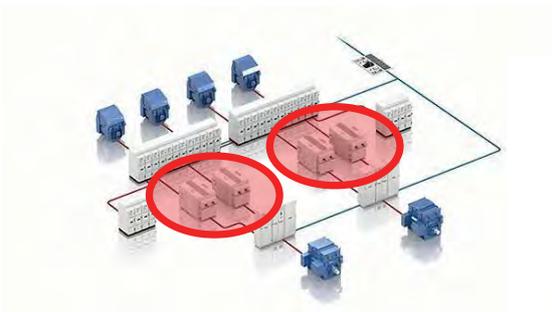
- Anwendungen in der Marine
- Besondere Anforderungen
- **Asset Management im Sinne von Überwachung und Wartung / Digitaler Service**

©ABB
September 6, 2017 | Slide 11

ABB

Asset Management

Einteilung des Netzes in Module



©ABB
September 6, 2017 | Slide 12

ABB



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Digital Services

Service Levels – How do you want to be served?

Basic: Frame Agreement

- Single point of contact
- Guaranteed response time
- Immediate access to an ABB Expert via duty phone*
- Response to Technical Inquiries within 24 Hours by E-mail
- Service and product notes distributed via E-mail

Advanced: Technical Support

- Single point of contact
- Guaranteed response time
- Immediate access to an ABB Expert via duty phone*
- Response to Technical Inquiries within 24 Hours by E-mail
- Service and product notes distributed via E-mail
- Access to Fleet Portal
 - Fleet Vessel statistics
 - Service and product notes
 - Access to user manuals
 - Technical reports

Expert: Pro-active Technical Service

- Single point of contact
- Guaranteed response time
- Immediate access to an ABB Expert via duty phone*
- Response to Technical Inquiries within 24 Hours by E-mail
- Service and product notes distributed via E-mail
- Access to Fleet Portal
 - Fleet Vessel statistics
 - Service and product notes
 - Access to user manuals
 - Technical reports
 - Access to as-built documentation
 - Quarterly fleet reports
 - Life cycle management reports
- Dedicated Technical Key Account Manager

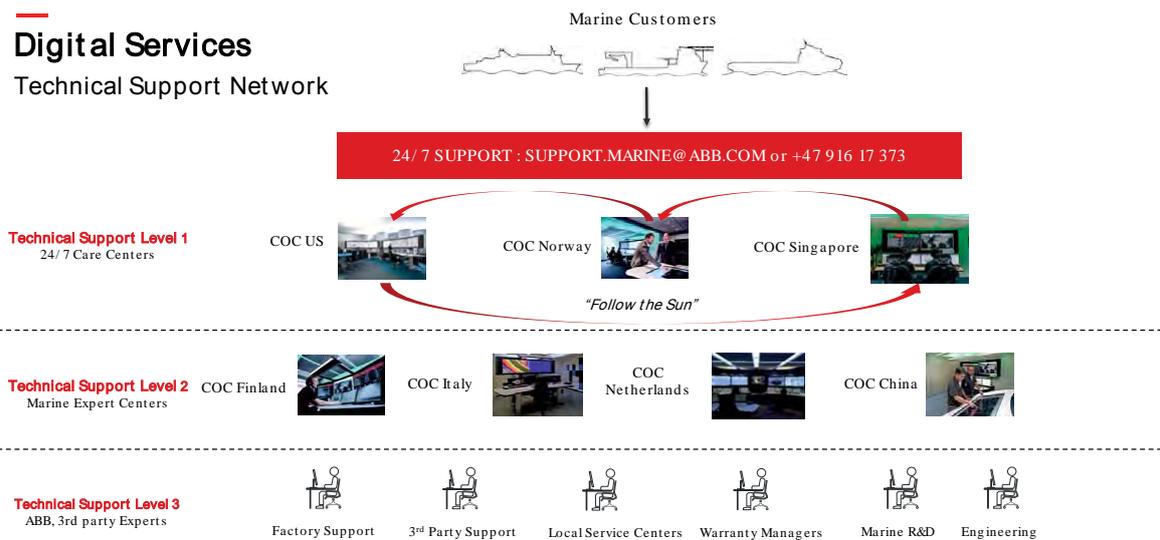
Technical Support Levels – different level of relationship between customer and ABB

©ABB
September 6, 2017 | Slide 13



Digital Services

Technical Support Network



©ABB
September 6, 2017 | Slide 14 ABB Ability Collaborative Operations

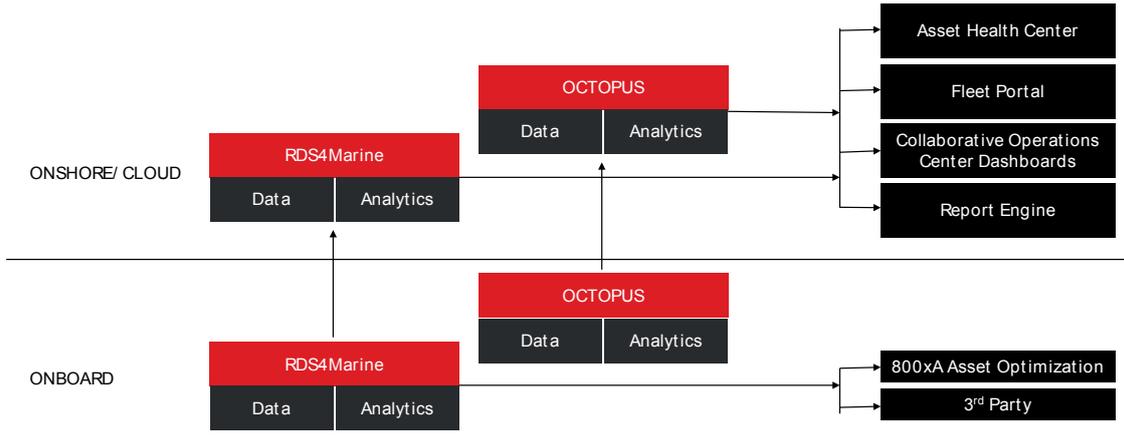




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Digital Services

How are the different softwares interconnected?



©ABB
September 6, 2017 | Slide 15



Digital Services

OCTOPUS 8, two main advisory topics on one platform

Voyage and operational modules



Weather related operation monitoring, performance analytics and optimisation

Energy modules



Energy monitoring, performance analytics and optimisation

ABB Digital OCTOPUS platform

©ABB
September 6, 2017 | Slide 16

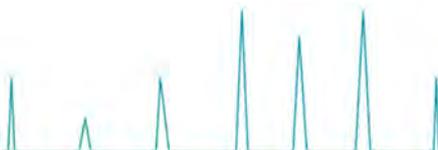




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Dr.-Ing. Jitka Fuhr

AF Engineers + Consultants (AFEC) GmbH



Jitka Fuhr studierte Elektrotechnik mit dem Spezialfach Hochspannung Technik an der Technischen Universität in Karlsruhe bis 1974. Nach dem Studium hat sie bis 1980 in der Abteilung Leistung- Transformatoren bei BBC – Mannheim als Entwicklungs-Ingenieurin gearbeitet. Vom 1980 bis 1985 hat sie als wissenschaftliche Mitarbeiterin an Hahn Meitner Institut in Berlin gearbeitet, wo sie auch ihre Promotion auf dem Gebiet der Hochspannungs-Messtechnik gefertigt hat. Vom 1985 bis 1988 hat sie als wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Polytechnic University of New York (USA) ihr Wissen in der Hochspannungstechnik vertieft. Vom 1988 bis 1995 hat sie im Forschungszentrum der ABB in Baden (Schweiz) das Projekt „TE Messungen an Hochspannungskomponenten“ geleitet. Im 1995 hat Jitka Fuhr zurück zu den Transformatoren gewechselt. Bei der ABB Sécheron in Geneva (Schweiz) hat sie die Verantwortung über das Projekt „Entwicklung von vor Ort Diagnose Methoden für Transformatoren“ übernommen. Seit dem Jahr 2001 hat sie dann als Expertin für die Lösung von TE-Problemen and Transformatoren für das ABB Business Area Transformatoren weltweit gearbeitet. Schliesslich von 2007 bis 2015 hat sie bei der BKW Energie AG (Schweiz) als Senior Consultant die Diagnostik Gruppe mit ihrem Fachwissen unterstützt. Seit 2012 arbeitet Jitka Fuhr als unabhängige Expertin in der eigenen Firma AF Engineers + Consultants (AFEC).

Jitka Fuhr ist aktiv in verschiedenen CIGRE Arbeitsgruppen und ist Mitglied der IEEE.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

CURRENT STATUS OF PD MEASUREMENTS ON TRANSFORMERS ON SITE AND IN THE LABORATORY

Jitka Fuhr

Introduction

The "health" of the transformer is strongly dependant on the ability of the insulation system to withstand permanent electrical stress without damage during the expected lifetime. During service, the HV insulation system is continuously aged, primarily through a combination of electrical, mechanical, thermal and chemical stresses. Because of this ageing process, regions with decreased dielectric strength are generated in the insulation system. Weak regions or spots with reduced dielectric strength in an aged insulation system, or a local defect with excessive field stress in a new insulation system are the main sources of partial discharges (PD). It is established, that permanent PD-activity in an insulation system during service can cause an unplanned outage of a HV apparatus or component. Investigated failures of power transformers show, that more than 40 % of uncontrolled outages (major failures) are caused by insulation damage (see **Figure 1**) [1].

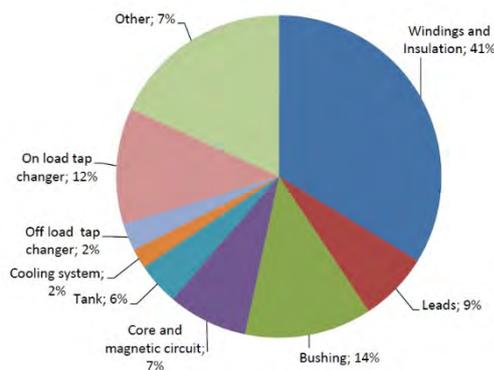


Figure 1: Failure statistics for power transformers

In most cases, the complete electrical breakdown caused by dangerous PD develops slowly. Unplanned outages with insulation damage due to PD could be avoided when such defects would be

identified and localized at an early stage. Therefore, partial discharge (PD) measurement is the preferred method to verify the integrity of insulation systems in high voltage components or apparatus.

This contribution describes both the status of PD-measurements on power transformers as in the laboratory as well as onsite and the procedure for localization of PD-sources in insulation systems based on the analysis of electrical PD-signals in the time- and frequency- domain, acoustic waves and UHF-signals.

Both topics are results of the discussion with PD-experts in the CIGRE working group WG D1.29 and summarised in the CIGRE Technical Brochure, No. 676 [2].

Status of PD-measurements

PD-measurements on large power transformers in the HV laboratory during factory acceptance tests (FAT) are performed since more than fifty years [3].

Sensitive PD measurement on site during the site acceptance test (SAT) become possible with the design of mobile HV voltage test sets and application of advanced measuring technique [4], [5].

Conventional (electrical) PD-methods, as used for FAT and SAT, are based on the detection of PD-current impulses $i(t)$ circulating in a circuit consisting of a coupling capacitor C_k connected in parallel with the test object capacitance C_p via a measuring impedance Z_m (see **Figure 2**).

For power transformers, the capacitive graded bushings are normally utilized as coupling capacitance. If bushing taps are not available, external coupling capacitors must be used. With large power transformers, it is recommended to connect all accessible terminals of the unit under test to a measuring impedance. Such a multi-terminal set-up allows following the PD-activity at all terminals

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

simultaneously and to perform the coarse localization of the PD-source by comparison of recorded PD-signals in time- and frequency-domain.

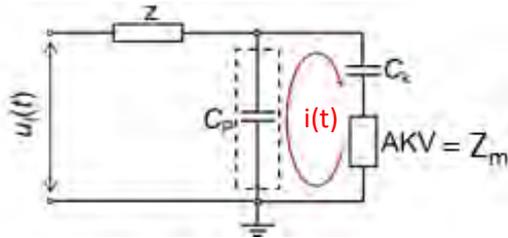


Figure 2: Conventional PD-detection circuit. $i(t)$ PD-current impulse, C_p test object capacitance, C_k coupling capacitor, Z inductive impedance of connection to voltage source, $AKV = Z_m$ measuring impedance (coupling device)

In the international standards [3], the recommended acceptance criteria for PD-tests on power transformers are still based on the original concept to record the amplitude of “apparent charge” in pico-coulomb (pC). Apparent charge is the integral of the circulating current $i(t)$ in the PD test circuit (see **Figure 2**). To check the sensitivity of the PD-detection system and to calibrate the amplitude of the measured PD-signal, artificial PD-impulses with a well-known charge magnitude are injected to the test object. The procedure how to calibrate the PD-measuring system is described in international standards [3].

It is important to notice, that the apparent charge evaluated in a calibrated PD-measuring circuit (see **Figure 2**) does not represent the real charge associated with the local breakdown of a weak region (partial discharge) or of another dielectric failure in the insulation system of the transformer. The calibration factor for the apparent charge measurement, which is determined for each terminal of the transformer under test by injection of a well-defined charge, is only valid for PD-sources situated close to the calibrated terminal. For PD-sources far away from this specific terminal, the calibration factor is not valid anymore. As a consequence, the amplitudes of PD-signals detected at the terminals of power transformers do not directly correlate with the severity of the internal PD-defects. Therefore, the recorded

amplitude of the apparent charge alone is not always a meaningful criterion to decide, whether a PD-source detected during a PD-test is dangerous for a specific insulation system.

A prerequisite for the correct assessment of PD-activities in HV insulation of transformers is the identification of the type of the PD-source. The identification of different types of PD-sources can be achieved by using the PD-system, which performs statistical analysis of recorded PD-signals. The Phase Resolving Partial Discharge Analyser (PRPDA), introduced in 1990 [6], performs statistical analysis of the magnitude of the apparent charge as a function of phase position of the applied voltage during pre-set time (recommended 3000 cycles). The frequency of occurrence is additionally evaluated for each position in the phase-amplitude plane. PRPDA-results are usually displayed as a three-dimensional pattern (so called PRPD-pattern), where the x-axis indicates the phase of the applied voltage, y-axis indicates the magnitude of apparent charge and the third dimension delivers colour coded information about the number of counts. Typical PD-pattern of the most common PD-sources in HV insulation are shown in **Figures 3 to 6** [7]. The recorded PRPD-pattern are a solid basis for the reliable analysis and identification of PD-sources during both tests, the FAT and SAT.

In reality, the typical PD-pattern may appear in many variations and sometimes PD-pattern of several PD-sources are superimposed on each other (see example in **Figure 6**).

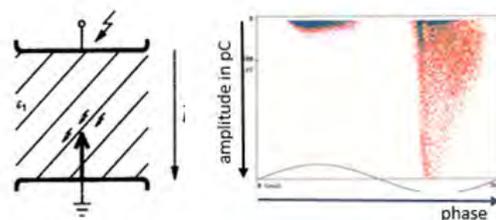


Figure 3: Typical PD-pattern of a tip (protrusion) on the LV electrode

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

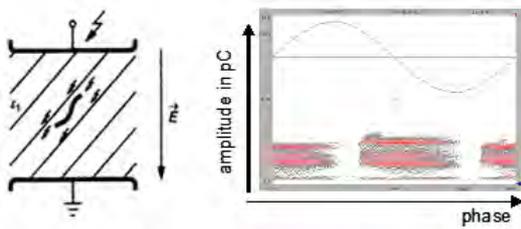


Figure 4: Typical PD-pattern of a floating conductive particle without contact to electrodes

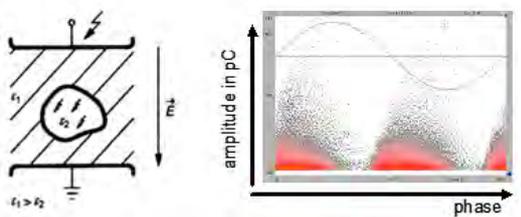


Figure 5: Typical PD-pattern of a void or cavity in solid insulation or in oil

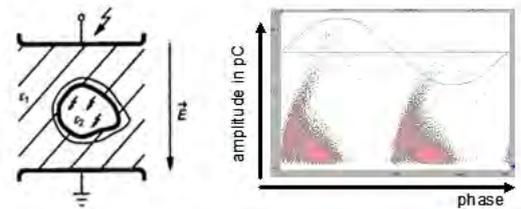


Figure 6: Typical PD-pattern of a void or cavity superimposed with a surface discharge inside the void

Despite of the successful identification of generic “types” of PD-sources through the analysis of PRPD-pattern, there is still a lack of reliable methods to localize an internal PD-source in complex and extended insulation systems of power transformers. This is mainly due to the following reasons: (1) PD-sources may be located in many positions within the insulation system, and (2) electrical PD-signals can only be detected at the terminals (bushings) of the device under test.

Localisation of PD sources

For power transformers, acoustic method is largely used to localise internal PD-sources [8]. The principle is based on the recording of minimum three acoustic PD-signals and one trigger signal (may be electrical PD-signal, UHF-signal, or additional acoustic signal). The position of the PD source is determined by the

calculation of the distance of acoustic sensors from the PD source using the measured time difference between acoustic signals to the trigger signal (see **Figure 7**) and the average sound velocity in oil (triangulation).

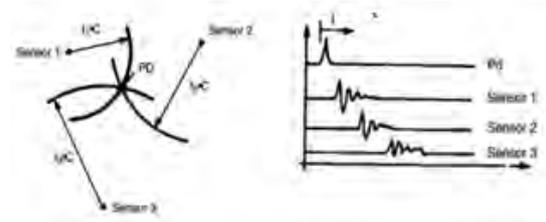


Figure 7: Principle of PD-source localisation using triangulation

According to the experience, the reliable localization of the PD-sources using acoustic methods is successful for PD-sources situated outside of the active part, where acoustic waves are emitted directly into the oil and to the tank wall. In this case, the external sensor on the tank detects acoustic wave, which travelled through the oil and partly through the tank (structure borne waves). Due to the ca. 3-time higher sound velocity in the steel, there may be incorrect calculation of the distance of the PD-source by using the average sound velocity in oil.

When PD-sources are “hidden” in the insulation system of transformers, the propagation path of the ultrasonic waves between the PD-source and the acoustic sensors, attached externally on the tank wall is heavily influenced by the complicated structure of the active part (core, windings, and tank walls) and by solid material (barriers) of the insulation system. On its propagation path, the acoustic signal emitted from the PD-source changes both, the amplitude (attenuation) and the signal shape (absorption, reflexion, dispersion). For such “hidden” PD-sources, the acoustic method is not always successful.

Different PD-localisation methods must be applied before removing the oil and opening the transformer tank. The chance to find PD-sources in the windings or in the main insulation by visual inspection only, is very limited because most critical parts of the transformer are not accessible without dismantling (see **Figure 8**).

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Figure 8: Example of the active part of a large power transformer

As with systems based on acoustic PD-signal detection, localization of PD-sources would be also possible by using the time difference of arrival of UHF-signals at different UHF-probes to triangulate the point of origin. In minimum 4 UHF-sensors (see **Figure 9**) should be placed on the tank in the way, that they are looking into the free oil space. Actually, there are only few new transformers equipped with UHF-sensors to collect the first experience with measurement and analysis of UHF PD-signals.

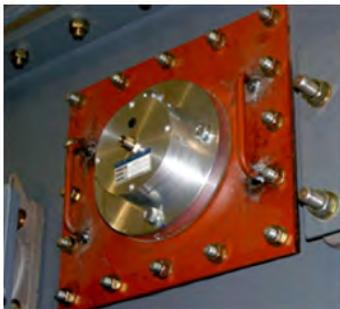


Figure 9: Example of the UHF-sensor

The concept and ideas to localise internal PD-sources in the insulation system of power transformers based on the analysis of time-resolved PD-current impulses was proposed already in 1973 [9]. A systematic application of the evaluation of time-resolved electrical PD-signals for the localisation of the PD-sources in HV components is not yet established.

When internal PD-activity is detected at several bushings of the transformer (which is normally the case), the PD-signal is

transmitted from the unknown PD-source location to each terminal via its unique signal propagation path. In general, PD-signal waveforms measured simultaneously at different terminals differ significantly due to their specific signal transfer functions and due to various coupling modes between the terminals or between the windings, respectively. Therefore, the simultaneous recording of time- and frequency-domain signals at all terminals (bushings) of power transformers offers a considerable potential to localize “hidden” PD-sources in their insulation system [10].

The localization procedure, based on the analysis of PD-signals in time and frequency domain is an important part of the procedure for solution of PD-problems as described in the following section.

Procedure for solution of PD-problems

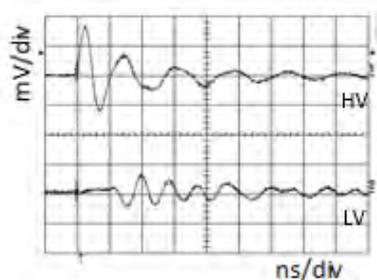
Based on the discussion in the CIGRE WG D1.29 [6] an investigation procedure was established for measurements in HV laboratories and on site to assess PD-problems. In case of detected PD-activity during the PD-test (recorded PD-pattern), the following steps may lead to successful localization of the PD-source.

In the **Step One**, all available bushings (also grounded neutral terminal) should be connected with the high frequency current transformers (HFCT) to record both, the PD-pattern and PD-signals in time- and frequency domain. The results of the following PD-test deliver the reproducibility of PD pattern (PD source did not change) and coupling matrixes of real PD-signals in the time- and frequency-domain (see example in **Figure 10**). Based on the analysis of previous measurement, the bushing, where the highest values of apparent charge was recorded, will be assumed as closest to the PD-source. For this example the coupling matrixes as shown in **Table 1** will be generated.

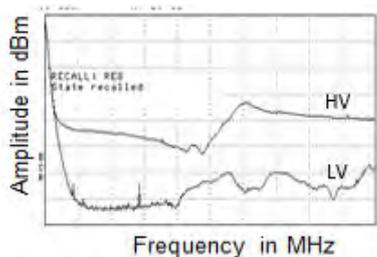
For the characterisation of the transformer under test, the calibrating signal is injected at the bushing, which is assumed to be closest to the PD-source. Both, the coupling matrix for amplitudes of apparent charge (see **Table 2**), and coupling matrixes of calibrating signal in the time- and frequency-domain (similar as shown in **Figure 10 and Table 1**) will be

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

accomplished (“characteristic data set”). This characteristic data set is unique for each transformer. Finally, the “real PD data set” is compared with the “characteristic data set”, (frequency-spectra and time-domain signals as shown in Figure 10). This comparison delivers a first estimate of the position of the PD source.



a) Example for coupling of PD-signals in time domain



b) Example for coupling for PD-signals in frequency domain

Figure 10: Example for recording of coupling of real PD signals (real PD-data set)

Table 1: Example of coupling matrixes of PD signals in time- and frequency domain

Coupling	Time signals	Frequency spectra
HV1 to LV1	x	x
HV1 to HV-N	x	x
HV1 to HV2	x	x
HV1 to HV3	x	x
HV1 to LV2	x	x
HV1 to LV3	x	x

In the **Step Two**, acoustic sensors (in minimum 3) are placed at the assumed position of the PD-source. To make sure, that acoustic PD-signals are generated by the same PD-source, the shape of the PD-pattern of electrical and acoustic PD-signals

should be comparable (not the amplitude of apparent charge). Due to the statistical behaviour of the one specific PD-source, the shape of PD-pattern should be nearly identical.

Table 2: Example of coupling matrix of amplitudes of apparent charge

	U	V	W
U	100%	25%	17%
V	47%	100%	54%
W	18%	30%	100%
time	15:00	15:01	15:02

If the transformer is equipped with UHF-sensors, the PD-pattern of UHF-signals should be also comparable with the PD-pattern of electrical PD-signals.

For all cases where no clear position of the PD-source was found, the next step should be applied before disassembling the transformer.

In the **Step Three**, the calibrating signal is directly injected on the active part of the transformer without oil (in the tank, or without the tank) at positions, where PD-source is suspected. As a result the “PD-simulation data set” is obtained. Here again the, “real PD-data set” is compared with the “PD-simulation data set”. When the calibrating signal is injected close to the position of the real PD-source, the coupling matrixes of real PD-signals are very good comparable with the coupling matrixes of PD-simulation data set.

Conclusion

Reliable methods to identify and locate partial discharges in complex insulation systems are a prerequisite to assess the condition and the dielectric integrity of power transformers. An assessment of large HV apparatus, based on measured amplitudes of the apparent charge (according to IEC standards) only, does not adequately reflect the real risk of internal PD-defects. This is mainly because the measured amplitudes of the apparent charge are strongly dependent on the position of the PD-source within the insulation system, with reference to the specific terminal (bushing), where the measuring circuit was calibrated.

Advanced multichannel PD-systems with improved detection sensitivity and IT-based



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

signal processing are commercially available today. Such phase resolving partial discharge analyser (PRPDA), deliver information about the physical processes of the PD source.

Recent applications of the advanced multi-channel detection techniques using the data from time-domain and frequency-domain measurements have demonstrated that a coarse localization of PD-sources in power transformers is possible. The localization procedure is based on a comparison of "real PD-data set" of PD-signals in time- and frequency-domain with both, the characteristic data set (responses of the insulation system to the injection of calibrating signal) and the PD-simulation data set (injection of calibrating signal on the active part). Although this approach of PD-localization based on information from time-domain and frequency-domain measurements has delivered promising results in many cases, especially for localization of PD-defects in power transformers, more basic investigations and practical work are needed in this field.

References

- [1] CIGRE Technical Brochure 642, Study Committee A2, WG A2.37 "Transformer Reliability Survey", 2015.
- [2] CIGRE Technical Brochure 676, Study Committee D1, WG D1.29 "Partial discharges in Transformer", 2017.
- [3] IEC 60076-3 (2014), Annex A, Application Guide for Partial Discharge Measurements during AC Voltage Withstand Test on Transformers.
- [4] R. Braeunlich, M. Haessig, J. Fuhr, Th. Aschwanden, "Assessment of Insulation Condition of Large Power Transformer by On-site Electrical Diagnostic Methods", Conf. Record of the 2000 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, IEEE Publication 00CH37075, pp. 368-372.
- [5] J.M. Szczechowski, P. Werle "Experiences with On-Site Testing of Power Transformers", Proceedings of the 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Johannesburg, 2009.
- [6] B. Fruth, J. Fuhr "Partial Discharge Pattern Recognition - a Tool for Diagnosis and Monitoring of Aging", CIGRE Main Session 1990, Paris, Paper 15/33-12.
- [7] A. Carlson, J. Fuhr, G. Schemel, F. Wegscheider, "Testing of Power Transformers", ABB Handbook, Pro Print
- [8] IEEE Standard C57.127-2007, "IEEE Guide for detection and locatin of acoustic emissions from partial discharges in oil-immersed power transformrs and reactors", Inc. New Yourk, USA
- [9] A.T. Thoeng, "Detection and Localization of Partial Discharges in Power Transformers", Conf. Publication No. 94, Part 1, IEE Diagnostic Testing of HV Power Apparatus in Service, London, 1973.
- [10] J. Fuhr, M. Haessig, P. Boss, D. Tschudi, R.A. King, "Detection and Localisation of Internal Defects in the Insulation of Power Transformers", IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. 28, No. 6, 1993, pp. 1057-1067.

Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurden die Fortschritte in der TE Messtechnik für Transformatoren zusammengefasst. Neben der Möglichkeit die physikalischen Prozesse und damit den Typ der TE-Quelle mittels der Auswertung von TE Mustern zuerkennen, wurde die Messung der TE Signale in Zeit- und Frequenzbereich als eine grobe aber sehr wirkungsvolle Methode für die Ortung der TE Quellen diskutiert. Anschließend wurde eine Prozedur zur erfolgreichen Lösung von TE Problemen in der Isolation der Transformatoren vorgestellt.

Autorenanschrift

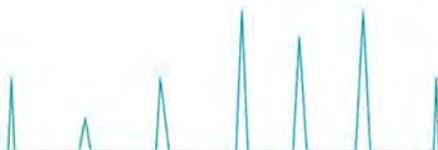
AF Engineers + Consultants GmbH (AFEC)
Dr.-Ing. Jitka Fuhr
Brügg 5, CH-3807 Iseltwald
Tel.: +41 33 654 9889
Fax: +41 33 654 9847
E-mail: j.fuhr@bluewin.ch



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Dr.-Ing. Michael Krüger

OMICRON electronics GmbH



Michael Krüger ist PRINCIPAL ENGINEER für Prüfungen und diagnostische Messungen an Betriebsmitteln der elektrischen Energietechnik bei OMICRON electronics GmbH in Klaus, Österreich. Er studierte Elektrische Energietechnik an der RWTH Aachen und an der Universität Kaiserslautern. Im Jahr 1990 wurde er an der TU Wien zum Dr. techn. promoviert. Michael Krüger hat über 40 Jahre Erfahrung auf dem Gebiet der Prüf- und Messtechnik an Schaltanlagen, Messwandlern, Transformatoren und rotierenden elektrischen Maschinen. Er hat viele Fachaufsätze publiziert und hält über 15 Patente. Er ist Mitglied im VDE, bei der Cigre und beim IEEE und arbeitet in mehreren Working Groups von ÖVE, Cigre und IEC mit.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

DIAGNOSIS OF DRY TYPE TRANSFORMERS

DIAGNOSE VON TROCKENTRANSFORMATOREN

M. Krüger, C. Engelen, A. Kraetge, C. Plath, U. Ranninger, OMICRON Austria

KURZFASSUNG

Trockentransformatoren haben gegenüber ölgefüllten Transformatoren große Vorteile bei der Aufstellung in Gebäuden und überall dort, wo besondere Maßnahmen für den Brand- oder den Grundwasserschutz notwendig sind. Obwohl Trockentransformatoren als wartungsfrei bezeichnet werden, werden immer öfter regelmäßige Diagnosemessungen gefordert. Dies speziell dann, wenn ein Ausfall hohe Folgekosten verursacht. Häufig bieten Versicherungen günstigere Tarife an, wenn der Betreiber durch regelmäßige Diagnosemessungen das Risiko eines Trafoausfalles minimiert. Bei ölgefüllten Transformatoren bietet die Ölanalyse eine gute Möglichkeit der Zustandsdiagnose. Bei Trockentransformatoren sind die Diagnosemöglichkeiten eingeschränkt. Die häufigsten Ursachen für Ausfälle sind elektrische Durchschläge im Epoxidharz zwischen Windungen bzw. Wicklungsteilen. In vielen Fällen treten vor einem kompletten Durchschlag Teilentladungen (TE) auf. Durch eine induzierte Spannungsprüfung der Spulen mit begleitender Teilentladungsmessung kann das Risiko von unvorhergesehenen Ausfällen minimiert werden. Es werden Möglichkeiten zur „Off-Line“ Erregung des Transformators vor Ort mit tragbaren Prüfeinrichtungen und zur Reduktion von Störeinflüssen bei der Teilentladungsmessung anhand von Fallbeispielen erörtert.

ABSTRACT

Compared to oil filled transformers, dry-type transformers have great advantages when they are installed in buildings or at locations where special measures are necessary for fire or ground water protection. Although dry-type

transformers are called “maintenance free”, periodic diagnostic measurements are requested more often. This in particular when outages can cause high follow-up costs. Some insurance providers offer cheaper tariffs when the risk of outages is minimized by periodic diagnostic measurements. For oil filled transformers periodic oil analyses provide the possibility for a good health assessment. For dry-type transformers the diagnostic tools are limited. The most common reason for failures of dry-type transformers is the electric breakdown of the Epoxy resin insulation between turns or parts of the windings. In many cases partial discharges (PD) occur before the breakdown happens. By testing the windings with induced voltage in combination with a sensitive partial discharge measurement, the risk of unforeseen outages can be minimized. Methods of performing the induced voltage test on-site with portable equipment and with digital PD instruments for reducing the disturbances are discussed based on case studies.

INTRODUCTION

The development of dry-type transformers was initiated many decades ago because of the flammable nature of mineral oil and the risk of oil spillage with the related contamination of the ground. Since then, dry-type transformer technologies are well developed and are now widely used in applications where safety is of major importance, for example in buildings, in industrial applications, or for ecologically sensitive areas, such as ground water protection areas. The power and the nominal voltage of dry-type transformers were increased in the last years. Nowadays dry-type transformers are built up to 72,5kV and more than 60MVA. They can also be equipped with “On-Load Tap Changers” (OLTC).

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Although dry-type transformers are called “maintenance free”, periodic diagnostic measurements are requested more often. This in particular when outages can cause high follow-up costs. Some insurance providers offer cheaper tariffs when the risk of outages is minimized by periodic diagnostic measurements. For oil filled transformers periodic oil analyses provide the possibility for a good health assessment. For dry-type transformers the diagnostic tools are limited. In the factory the following routine tests are performed:

- Turns ratio measurement
- Applied voltage test
- Induced voltage test (withstand test)
- Load and no-load measurement
- Short circuit impedance
- PD measurement ($U_m > 3,6kV$)

PARTIAL DISCHARGE MEASUREMENT

For partial discharge measurements the frequency of the test voltage should be higher than the nominal frequency to avoid excessive excitation current during the test. The PD factory acceptance test (FAT) is described in IEC 60076-11 [1]. A phase-to-phase pre-stress voltage of $1,8 \times U_r$ shall be induced for 30s, followed by a phase-to-phase voltage of $1,3 \times U_r$ for 3 min, during which the PD shall be measured (figure 1). The maximum level of partial discharges shall be $10pC$.

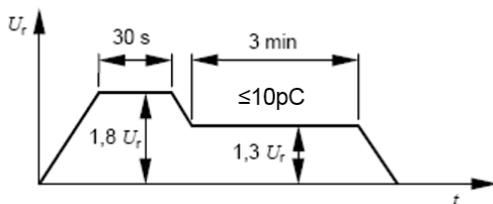


Fig. 1: PD test according to [1]

The most common reason for failures of dry-type transformers is the electric breakdown of the Epoxy resin insulation between turns or parts of the windings. In many cases partial discharges occur before the breakdown happens. By testing the windings with induced voltage in combination with a sensitive partial discharge measurement, the risk of unforeseen breakdowns can be minimized.

For on-site PD tests on dry-type transformers a powerful voltage source is needed. As already mentioned, the frequency of the output voltage should be higher than the nominal frequency of the transformer to avoid excessive magnetizing currents. To minimize the needed power the source should deliver an output voltage with variable frequency. The frequency should be tuned to the resonance frequency given by the main inductance of the transformer, the winding capacitance and the coupling capacitor. If the resonance frequency is too high, an additional capacitor can be used on the low voltage winding to reduce the frequency down to the upper limit of 500Hz according to IEC 60060-3 [2]. Figure 2 shows the setup with the CPC 100, a compact voltage source with a weight of 30kg.

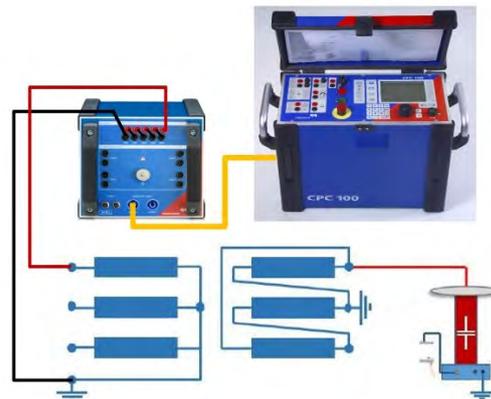


Fig. 2: CPC 100 with matching transformer

The built-in amplifier can deliver up to 5kW at frequencies from 15 to 400Hz. It has a “soft switching” design to avoid disturbances by the switching semiconductors. With an additional matching transformer the output voltage of the amplifier can be matched to the needed excitation voltage of the transformer’s low voltage side. This universal matching transformer can deliver voltages from 50V up to 400V in steps of 50V at frequencies of 100Hz or higher and up to 800V at frequencies of 200Hz or higher. In the factory normally three phase generators are used. To check the integrity of the coils it is sufficient to check them with a single phase source phase by phase. To avoid unwanted breakdowns of old transformers high voltage tests should only be performed up to 130% of the rated voltage U_r . If PD are detected, the extinction voltage should be above U_r .

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

With a test power of 5kW transformers up to 3MVA can be tested. With the CPC 100 the impedance of the whole test circuit can be measured with amplitude and phase angle (figure 3). If the frequency is set to the maximum impedance (red curve), the needed test power is minimized.

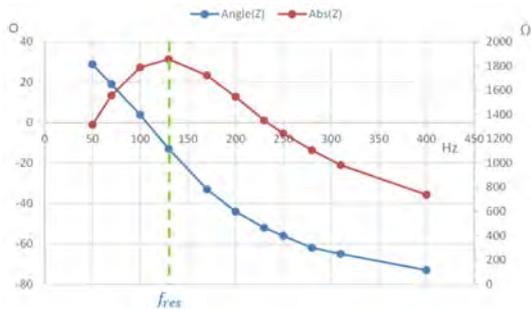


Fig. 3: Impedance of the test circuit vs. frequency

For bigger transformers up to three CPC 100 can be operated in parallel (figure 4). One CPC100 works as master, the two others (CPC100 or CPC80) in a synchronous mode as slave. Together they can deliver 15kW on three normal 230V/16A plugs.

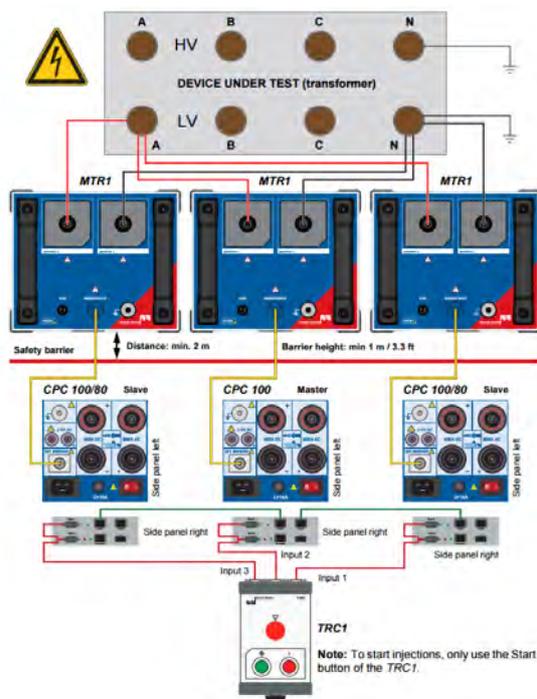


Fig. 4: Test system for 15 kW with three CPC 100

With this portable test system dry-type transformers up to 25MVA can be tested on-site.

ELECTROMAGNETIC INTERFERENCE FROM THE SURROUNDING

Partial discharge measurements outside of Faraday cages are troublesome due to electromagnetic interference from the surrounding. Modern digital PD instruments enable special filtering methods which can reduce or even eliminate such noise problems.

One possibility is to choose higher frequencies with less noise. Another method is the so called “three center frequencies diagram” (3CFRD) [3]. The synchronous consideration of three different frequency parts of the PD spectrum of a single PD pulse provides information on its discharge nature, and indicates its possible PD fault location due to PD signal propagation and attenuation. The 3CFRD method requires three different PD band-pass filters, measuring every PD event simultaneously at their predefined center frequencies. Here the proper selection of these three band-pass positions in the frequency domain is the key to get the optimum benefit from this method. These three filters have to be set in a way that the spectral differences of PD pulses and other pulses are at their maximum. Figure 5 shows the spectra of three PD pulses and the three filters marked as blue bars. The red arrows indicate the response of PD pulse one at the discrete filter frequencies.

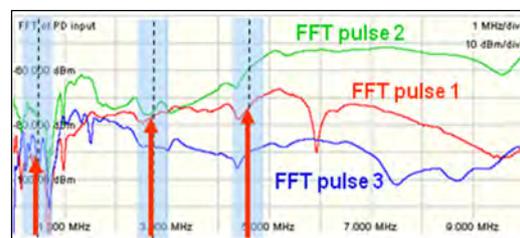


Fig. 5 FFT of three different PD pulses

The response values are drawn into the 3CFRD diagram as shown in figure 6. The lengths of the phasors represent the measured response and the axes indicate the respective filter frequency. By adding the phasors of the PD responses one single dot is the final representation of the initial triplet.

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

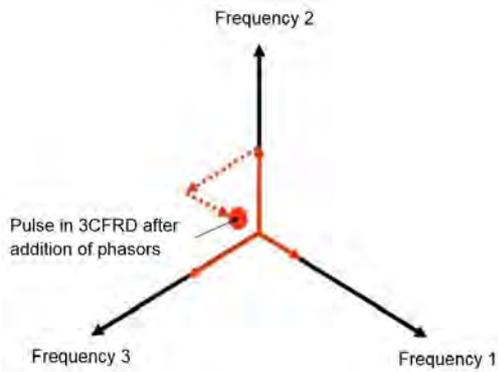


Fig. 6 3CFRD of the red spectrum of figure 5

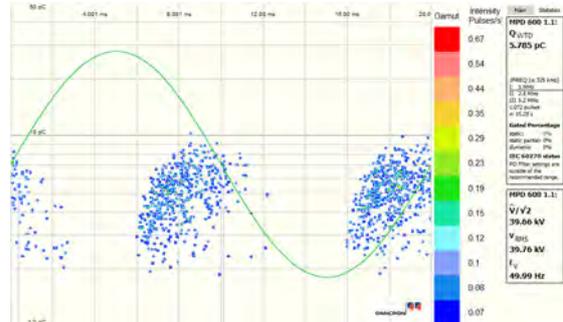


Fig. 9 PD pattern of voids with 3CFRD filtering

CASE STUDIES

Case 1

A PD measurement was done on a dry-type transformer. Figure 7 shows the “Phase Resolved PD” (PRPD) at 40kV. The noise is about 8pC. The analysis with the 3CFRD is shown in figure 8. The filtered signal (figure 9) shows a clear pattern of internal void discharges with 6pC, although the PD's are below noise level.

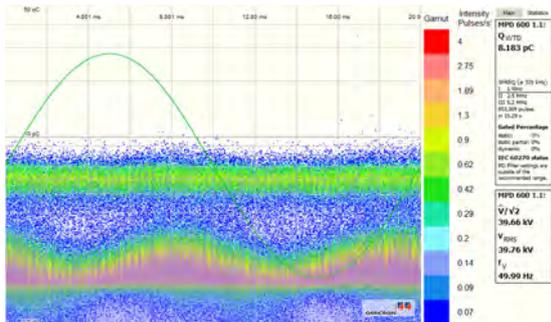


Fig. 7 PRPD without 3CFRD filtering

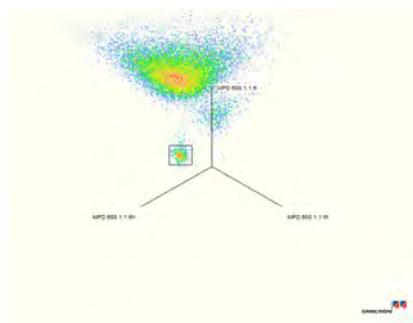


Fig. 8 3CFRD of the measurement in fig. 7

Case 2

The operator of the broken 2.5MVA transformer shown in figure 10 wanted to know if the transformer could be repaired. A partial discharge measurement on both outer windings was done to prove that these windings were free of PD. The winding of the middle phase was replaced (figure 11).



Fig. 10 Breakdown fault on a transformer



Fig. 11 Repaired transformer



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

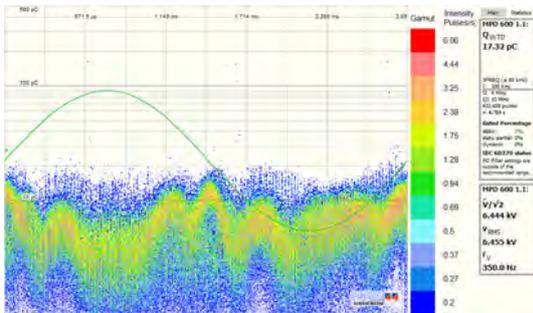


Fig. 12: Unfiltered PD measurement

Figure 12 shows the PD measurement result of phase B without filtering. For on-site PD measurements a noise floor of 17pC is acceptable. Without PD signals the 3CFRD does not work because there is only one cluster from the noise visible. In this case the inverse 3CFRD can be used. With 3CFRD filtering the software only takes the impulses inside the window, with inverse 3CFRD filtering the software takes only the impulses outside the window. The inverse 3CFRD filtering should be done carefully not to filter out any PD signals. Figure 13 shows the principle of inverse 3CFRD filtering with the window and the filtered PD result.

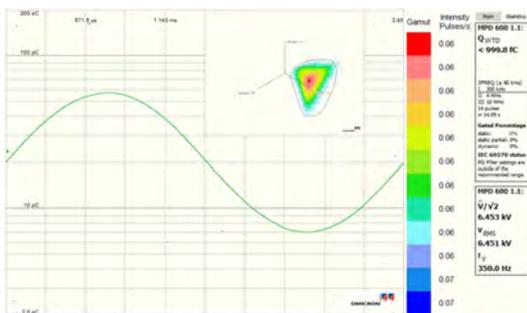


Fig. 13: PRPD with inverse 3CFRD Filtering

Case 3

Figure 14 shows the setup for a PD measurement on a 20kV transformer with 2MVA. On all phases PD were detected and showed typical patterns of internal voids (figure 15). Inception and extinction voltages were below nominal voltage on all three phases. This means that the transformer has continuous partial discharges during operation and should be replaced. The operator decided to replace the transformer completely.



Fig. 14 PD measurement setup on a 20kV / 2MVA transformer

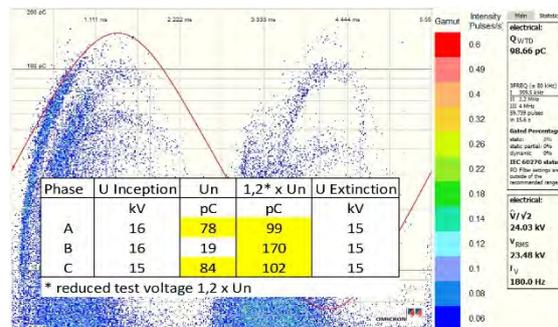


Fig. 15 PD measurement results

Case 4

Figure 16 shows a PD test setup for a 30kV / 6kV / 17MVA transformer. To energize the 6kV side of the transformer an additional step-up transformer was needed.

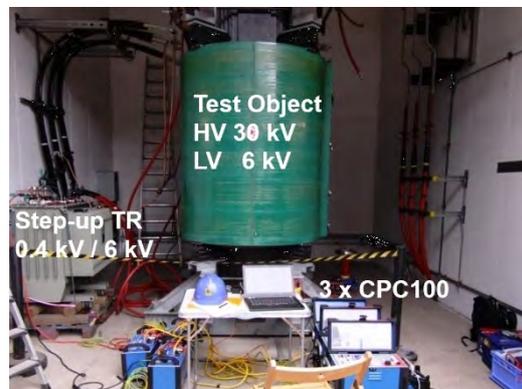


Fig. 16: 17 MVA transformer – PD test with three CPC 100



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

The 10kW power needed to excite one phase of both transformers was delivered by three CPC 100. The test voltage was $1,3 \times U_n$. Figure 17 shows the PD measurement result of phase B. No PD impulses above the noise level of 8pC were visible.

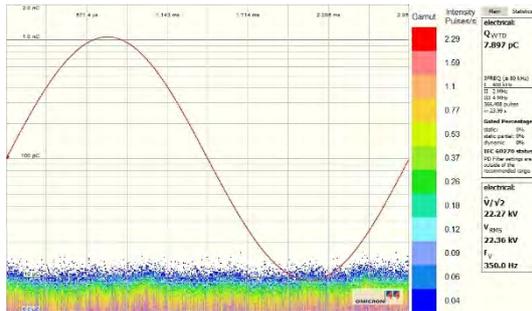


Fig. 17: PD measurement on phase B

PD MONITORING ON DRY-TYPE TRANSFORMERS

Until now PD monitoring on dry-type transformers is not very common. It would be very useful to have at least the possibility to make periodic PD measurements without taking the transformer out of service. On rotating electrical machines PD couplers are installed frequently. The same should be considered on dry-type transformers. Online PD tests are more difficult than offline due to strong interference from the grid. The described filtering methods enable sensitive PD measurements even under those difficult conditions. With fix PD couplers installed the effort for periodic PD tests would be much reduced.

CONCLUSIONS

A modular test system including portable components with a maximum weight of 30kg makes on-site diagnostic tests on dry-type transformers up to 25MVA easily possible. Modern digital PD instruments with special filter algorithms enable PD measurements outside of Faraday cages even under high electromagnetic interference from the surrounding.

REFERENCES

- [1] IEC 60060-3 "High-voltage test techniques, Part 3: Definitions and requirements for on-site testing", International Electrotechnical Commission, Geneva 2006
- [2] IEC 60076-11 "Power transformers – Part 11: Dry-type transformers", International Electrotechnical Commission, Geneva 2004
- [3] K. Rethmeier, A. Obralic, A. Kraetge, M. Krüger, W. Kalkner, R. Plath. "Improved Noise Suppression by real-time pulse-waveform analysis of PD pulses and pulse-shaped disturbances", International Symposium on high voltage engineering (ISH), Cape Town 2009

AUTHORS

Dipl.-Ing. Dr. techn. Michael Krüger
OMICRON, A-6833 Klaus Österreich
michael.krueger@omicronenergy.com

Dipl.-Ing. Christoph Engelen
OMICRON, A-6833 Klaus Österreich
christoph.engelen@omicronenergy.com

Dr.-Ing. Alexander Kraetge
OMICRON, A-6833 Klaus Österreich
alexander.kraetge@omicronenergy.com

Dipl.-Ing. Cornelius Plath
OMICRON, A-6833 Klaus Österreich
cornelius.plath@omicronenergy.com

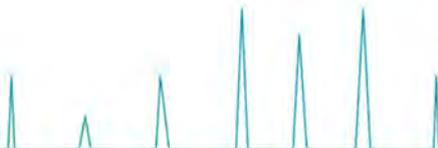
Ing. Udo Ranninger
OMICRON, A-6833 Klaus Österreich
udo.ranninger@omicronenergy.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Sven Vogel

ABB AG, Halle



Sven Vogel studierte Allgemeine Mechatronik an der Duale Hochschule Baden-Württemberg in Mannheim.

Nach dem Studium arbeitet er bei der ABB AG in Halle. Er begann als Prüffeldmitarbeiter bei von Mai bis Ende 2014. Anschließend unterstützte er mehrere Inbetriebnahmen von Großtransformatoren in Al Ain (UAE) bis April 2015. Neben weiteren kleineren Inbetriebnahmen unterstützte er erneut für mehrere Transformatoren in Kuwait von Oktober bis November 2016.

Seit Mai 2015 ist Herr Vogel als Projektingenieur für EPS Projekte in Polen, Spanien und China tätig.

Seit Juli 2017 ist er nebenbei als Masterstudent für Mechatronik an der Wilhelm Büchner Hochschule in Darmstadt eingeschrieben.

Hochspannungsprüfsysteme – The next Generation

Sven Vogel

Woraus bestehen die Systeme?

Electronic Power Supply Systems, kurz EPS, bestehen aus zwei Hauptkomponenten, dem Gleich- und dem Wechselrichter.

Der sogenannte Rectifier wandelt Eingang eine konstante elektrische AC Spannung in DC+ und DC- um. Diese DC Spannung speist die Inverter und wird in diesen in eine Frequenz- und Amplitudenvariable AC Spannung gewandelt. Natürlich sind auch weitere Komponenten wie Filter, Step-Up-Transformatoren, Steuerung, Kühlung und Sicherheitsschleife für den Einsatz erforderlich.

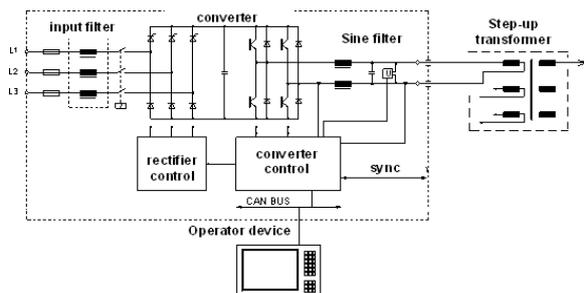


Bild 1: Prinzipschaltbild eines EPS

Vorteile

Gegenüber konventionellen Motor-Generator Anwendungen bietet ein Prüffeld auf beschriebener Basis einige Vorteile.

Durch dem modularen Aufbau der einzelnen Komponenten lässt sich diese Art von Anlage nicht nur räumlich sehr gut an Kundenwünsche anpassen, sondern ist auch Leistungsmäßig jederzeit anpassbar. Durch diese Konstellation sind auch Containereinbauten, beispielsweise für mobile Applikationen, kein Problem.

Sie benötigen mehr Leistung für ihr stationäres System? Nutzen sie ihre mobile Anlage als Unterstützung!

Die einphasige Auslegung des Systems ermöglicht weiterhin die volle Prüfleistung im einphasigen wie auch im dreiphasigen Betrieb. Geringe und einfache Wartung, stabile Spannungsregelung sowie niedriger THD sehen wir als Grundvoraussetzung.

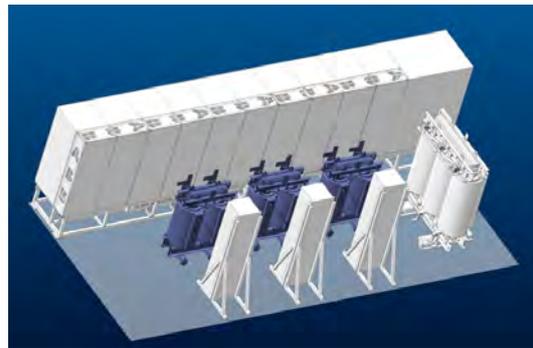


Bild 2: Beispiel eines 2.7 MVA EPS-Systems

Gründe für die Entwicklung

Durch unsere langjährige Erfahrung im Transformatoren Service kennen wir die vielfältigen Situationen in denen man sich ein flexibles Prüfsystem wünscht. Sei es durch Transportschäden, für Diagnosen nach Fehlerfall, Verifizierung der Funktionalität von lange ruhenden Objekten oder nach einer TrafoSiteRepair™.



Bild 3: Beispiel für Transportschaden



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Leerlaufprüfung, Induzierte Prüfung mit TE-Untersuchung, Warmlauf, Schalt- oder Blitzstoß? Für jeden Einsatz bieten wir die passende Lösung mit einem unserer Systeme.



Bild 3: Mobiler LI-Generator

Versionen

Wir bieten, je nach Anwendung, verschiedene Versionen der Anlagen an. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Spannung und damit im späteren Aufbau.

Tabelle 1: Varianten

Variante	EPS I	EPS II	EPS III
690 V (600 V)	1,35 MVA; 2,25 kA	2,70 MVA; 4,50 kA	4,05 MVA; 6,75 kA
400 V (360 V)	1,35 MVA; 3,75 kA	2,70 MVA; 7,50 kA	4,05 MVA; 11,25 kA

Stationäre Anlagen werden mittlerweile Standardmäßig mit 690 V Anlagen gebaut um die Verschienenungen einfach zu halten. Mobile Anlagen werden hingegen mit der 400 V Version versehen um eine simple Einspeisung vor Ort zu gewährleisten. In einigen Fällen, sollten sie beispielsweise stationär und mobil benötigen, fertigen wir beide Anlagen in der gleichen Version. Dies erleichtert die Wartung und gibt Ihnen die Möglichkeit ihr stationäres Prüffeld mit der mobilen Anlage zu unterstützen.

Die Kühlung der Systeme kann ebenfalls auf verschiedene Weisen erfolgen. Besitzen oder planen Sie eine Wasserkühlung für ihren Anlagen dann empfehlen wir für die EPS-Systeme eine Wasser-Wasser Kühlung zu

verwenden. Andererseits kommt, wie bei den mobilen Anlagen standardmäßig, eine Luft-Wasser-Kühlung zum Einsatz.

Zusammenfassung

Der Vortrag Hochspannungsprüfsysteme – The next Generation verschafft Ihnen einen Eindruck über die vielseitigen Möglichkeiten unserer mobilen und stationären Module für Hochspannungsprüfungen. Es wird Ihnen die Historie bis hin zu aktuellen Projekten gezeigt und ich freue mich mit Ihnen die Möglichkeiten und Herausforderungen mit diesen Produkten zu diskutieren. Sie haben bereits Erfahrungen mit Electronic Power Supplies? Ich würde mich freuen wenn Sie ihre Erfahrungen mit uns teilen würden. Sie haben davon gehört und möchten mehr erfahren? Gern beantworte ich Ihnen alle Fragen rund um das Thema.

Autorenanschrift

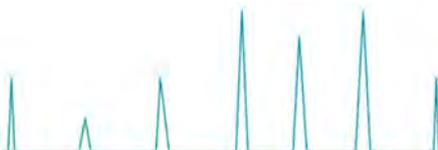
ABB AG, Transformatoren
Sven Vogel
Trafoweg 4, 06112 Halle
Tel.: +49 151 17642679
E-mail: sven.vogel@de.abb.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Werner Hofer

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH



Werner Hofer studierte an der Fachhochschule Regensburg Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik.

Nach dem Studium arbeitet er 2 Jahre bei der AEG-Sachsenwerk AG in Regensburg (heute Schneider Electric Sachsenwerk GmbH) in der Projektierung von Mittelspannungsschaltanlagen.

Im Zeitraum von 1987 bis 2008 war er beim Energieversorgungsunternehmen REWAG in Regensburg jeweils abwechselnd als Leiter für die Bereiche Netzbetrieb, Technischer Service sowie Anlagen- und Stationsbau verantwortlich.

Seit 2008 ist Herr Hofer als Verteilnetz-Experte im technischen Produktmanagement der Maschinenfabrik Reinhausen tätig. Er ist verantwortlich für Potenzialanalysen und Sonderprojekte.

Er ist aktiv tätig im DKE-Arbeitsgremium 901.0.1 *Netzintegration, Lastmanagement und dezentrale Energieerzeugung*.

Anwendungen eines geregelten Mittelspannungsverteiltrafos mit Stufenschalter neuesten Designs

Werner Hofer

Einführung

Viele Länder haben ambitionierte Ziele für den Anteil an erneuerbaren Energien in ihrer Gesamtenergieerzeugung definiert. So beeinflusst die konsequente Zunahme von PV- und Windkraftanlagen die elektrischen Netze bis hinein in die Übertragungsebene. Jedoch sind fast 90% der Erneuerbaren-Energie-Anlagen in den Stromverteilnetzen angeschlossen und führen dort zu Netzproblemen, wobei die Überspannung an einzelnen Netzknoten zu dem am häufigsten vorkommenden Problem zählt. Die Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, die Grenzen der IEC 60038 einzuhalten. ($\pm 10\%$ um die Normspannung)

Diese Dokumentation beschreibt, wie die Anwendung eines regelbaren Transformators im Verteilnetz eine Alternative zu den klassischen Netzausbaumaßnahmen sein kann.

Netzphysikalische Betrachtung

Der Betrieb einer erneuerbaren Energieanlage am elektrischen Versorgungsnetz bringt üblicherweise eine Änderung der Spannung am Netzverknüpfungspunkt mit sich.

Ausgehend von einem Strang, an dessen Ende eine PV Anlage einspeist (Bild 1) lässt sich das Problem der Spannungsanhebung am Netzverknüpfungspunkt B aus dem Ersatzschaltbild der Leitung (Bild 2) durch das Aufstellen der Maschengleichung anschaulich darstellen:

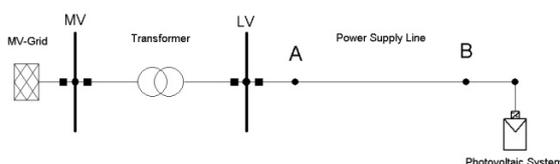


Bild 1: Einpoliges Übersichtsschaltbild

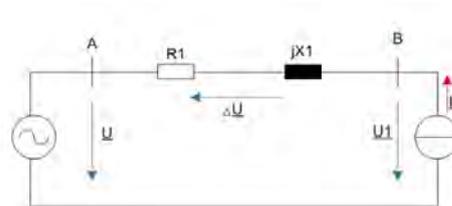


Bild 2: Ersatzschaltbild

$$U_1 = U + \Delta U$$

Gleichzeitig leiten sich aus der Gleichung die wesentlichen Eingriffsmöglichkeiten ab:

- Ändern der Leitungsimpedanz durch den Einbau paralleler Leitungen oder Leitungen größeren Querschnitts um ΔU zu beeinflussen (Impedanzreduktion) oder
- Ändern der Netzspannung z.B. durch einen regelbaren Transformator.

Aktuell ist immer noch der Leitungsbau und somit die Änderung der Leitungsimpedanz das Mittel der Wahl. Sicherlich kann nicht gänzlich auf den Ausbau der Leitungen im Verteilnetz verzichtet werden, aber gerade in den Niederspannungsnetzen ist der Einsatz von regelbaren Transformatoren häufig die deutlich kostengünstigere Variante.

Der regelbare Ortsnetztrafo (rONT) als alternativer Lösungsansatz zum Leitungsbau

Das Konzept des regelbaren Ortsnetztrafos basiert auf dem der regelbaren Leistungstrafos mit Laststufenschalter.

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Seit mehr als hundert Jahren werden Leistungstransformatoren mit Laststufenschaltern ausgerüstet, um die Ausgangsspannung dynamisch an die Netzsituation anzupassen. Das Übersetzungsverhältnis eines Transformators unter Last zu ändern ist die am meisten verwendete Methode der Spannungsregelung. [1]

Bild 3 zeigt wie dieses bewährte Konzept der Spannungsregelung als Systemansatz auf eine Regelung im Ortsnetz zu übertragen ist

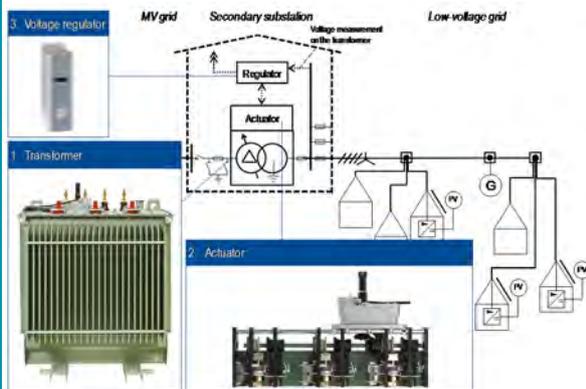


Bild 3: Schematischer Aufbau eines rONT Systems im Netz

Das Gesamtsystem „regelbarer Ortsnetztrafo“ (rONT) besteht aus einem klassischen Verteiltransformator der mit einem Aktor (Stufenschalter) bestückt ist.

Eine weitere Schlüsselkomponente ist die kombinierte Steuerungs- und Spannungsregelereinheit.

Die größte Herausforderung bei der Idee die Spannungsregelung mit Laststufenschalter aus der Hoch – und Höchstspannungstechnik in die Mittelspannungstechnik zu überführen, besteht darin, den Anforderungen der Verteilnetzbetreiber gerecht zu werden. [2]

Bei diesen Anforderungen handelt es sich um

- die Einhaltung der Trafoabmessungen
- der EU-Ökodesign-Richtlinie 2009/125/EC
- sowie um eine lebenslange Wartungsfreiheit der Stufenschalter-Aktivteil-Kombination.

Erst seit wenigen Jahren ist dieses Systemdesign auf dem Markt erhältlich und es hat sich inzwischen gezeigt, dass die Anforderungen voll umfänglich erfüllt werden. Ca. 1.500 Stück werden inzwischen in Industrie- und öffentlichen Verteilnetzen eingesetzt.

Das neue Stufenschalterdesign.

Beim Schaltprinzip wurde auf die Widerstandsschnellschalbertechnologie gesetzt. Sie wurde vor gut 90 Jahren von der Maschinenfabrik Reinhausen industrialisiert.

Die Umschalteneinheit des neuen Stufenschalters bedient sich der Vakuumröhrentechnik, was die Verunreinigung des Transformatoröls verhindert und für eine wartungsfreie Primärtechnik sorgt.

Eine Stufenspannung von bis zu 825V, eine maximale Betriebsmittelspannung von 36kV und schaltbare Ströme bis zu 30A / 100A bedeuten ein breites Anwendungsspektrum.

Die robuste Mechanik beim Wählermodul erlaubt bis zu 500.000 wartungsfreie Schaltungen und übersteigt damit die übliche Lebensdauer eines entsprechenden Transformators im Netzbetrieb.

9 Stufenschalterpositionen, deren Mittelstellung frei wählbar ist, stellen einen großen Regelbereich sicher.

Die kompakten Abmessungen erlauben den Einbau in nahezu jede Leistungsklasse von Verteiltransformatoren, ohne die Abmessungen eines Transformators wesentlich zu verändern.



Bild 4: Stufenschalter ECOTAP VPD mit Steuerungs- und Regeleinheit

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Bild 5: Steuer- und Spannungsregleinheit

Die Steuer- und Spannungsregleinheit hat solche Abmessungen, so dass sie problemlos auf den freien Platz einer NH-Sicherungslastschaltleiste (Bild 5) auf der Niederspannungssammelschiene montiert werden kann.

Netzanwendungen eines rONT

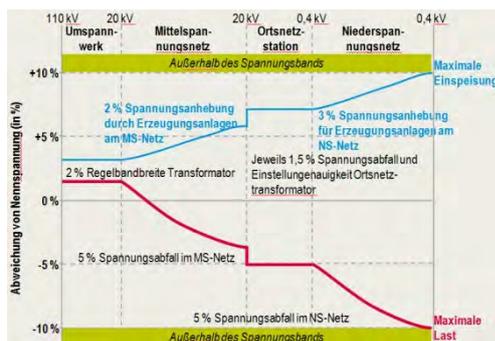


Bild 6: Aufteilung des Spannungsbandes nach DIN EN 50160

Normalerweise gibt es unterhalb der Umspannung in die Mittelspannungsebene keine weiteren Spannungsregleinrichtungen auf der Netzbetriebsseite. Somit muss das gesamte Toleranzband der Spannung von 20% sowohl auf das Mittel-, als auch auf das Niederspannungsnetz aufgeteilt werden. Für dezentral erzeugte Energien stehen davon gemäß aktueller FNN Richtlinie 3% im Niederspannungsnetz und 2% im Mittelspannungsnetz zur Verfügung. Die verbleibenden 15% werden neben dem Spannungsabfall im Versorgungsfall in der Regel für die systemtechnisch bedingten Toleranzen der Regleinrichtungen verwendet. Siehe Bild 6.

Die einspeisebedingte Anhebung der Spannung um die zulässigen %-Werte wird häufig schon bei relativ kleinen Einspeiseleistungen erreicht. Ohne technische Maßnahmen könnte die gesetzlichen Verpflichtung, zum einen den dezentralen Erzeugungsanlagen einen Einspeisevorrang einzuräumen, zum anderen die zulässigen Spannungsbandgrenzen einzuhalten, nicht erfüllt werden.

Neben dem klassischen, aber häufig auch extrem teuren Netzausbau gibt es mit dem regelbaren Ortsnetztrafo eine intelligente und deutlich günstigere Alternative, die Anforderungen an den Netzbetrieb zu erfüllen.

Mit Einsatz eines regelbaren Ortsnetztrafos ist es nun möglich, das zulässige Spannungsband für die Mittelspannung und für die Niederspannung unabhängig voneinander einzustellen und das komplette Spannungsband von $\pm 10\%$ für jede Spannungsebene zu nutzen. Der regelbare Ortsnetztrafo „entkoppelt“ somit die Mittelspannungsebene von der Niederspannungsebene.

D.h. es spielt keine Rolle, welche Spannung in der Mittelspannung anliegt – der rONT stellt sicher, dass die Niederspannung auf den gewünschten Wert eingestellt wird.

Die Darstellung des Spannungsbandes in Bild 7 zeigt diesen Effekt.

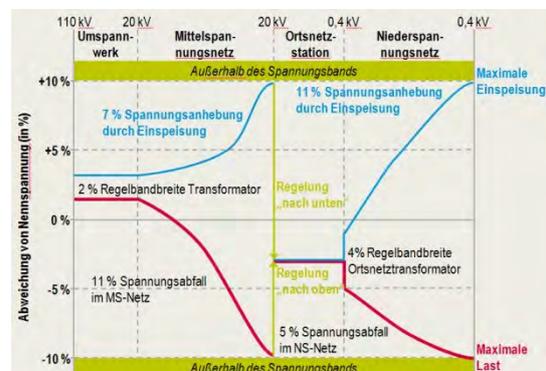


Bild 7: Spannungsbandaufteilung mit rONT bei MS/NS Entkopplung



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Der Einsatz eines oder mehrerer rONT in einem Netzgebiet bietet somit dem Netzbetreiber neben dem Vorteil der Integration von EEG Anlagen (Höheres Integrationspotenzial) zusätzlich folgende Vorteile [3]:

- Vermeidung oder Verzögern von Netzverstärkungsmaßnahmen im Niederspannungsnetz (Parallelisierung von Kabeln, Setzen neuer Ortsnetzstationen, etc.)
- erhöhte Planungssicherheit in sämtlichen Abgängen der betreffenden Ortsnetzstation aufgrund des höheren Integrationspotenzials. D.h. Zeitgewinn für Zielnetzplanung.

Ein weiterer Vorteil besteht in der Tatsache, dass mit einem rONT der natürliche und lastbedingte Spannungsfall einer oder mehrerer Leitungen ausgeglichen werden kann.

Unter dem Schlagwort „Netztopologien optimieren“ hilft ein rONT aufgrund dieser vor genannten Eigenschaften, die Anzahl der benötigten Ortsnetzstationen zu reduzieren.

Die Verwendung eines geregelten Ortsnetztrafos anstelle eines herkömmlichen Transformators ermöglicht nämlich bei Einhaltung des Spannungsbandes einen zusätzlichen Anschluss von 7 bis 14 H0-Lasten, was teilweise eine Verdopplung der Leitungslänge bedeutet. [2]

Dieser Effekt bedeutet die Ausweitung des ursprünglichen Versorgungsradius der Trafostation. Im Gegenzug kann nun eine zweite Netzstation, die vor der Umrüstung auf einen rONT die elektrische Versorgung mit sichergestellt hat, verzichtet werden.

Eine netzplanerische Maßnahme, die sich unter dem Begriff „Ein effizientes Verteilungsnetz besitzt möglichst wenig Betriebsmittel“ immer größerer Beliebtheit erfreut.

Zusammenfassung

Es gibt inzwischen eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten für den rONT über die Integration erneuerbarer Energien hinaus, die sowohl für den Betreiber von Verteil- als auch von Industrienetzen interessant sind.

Daher wird Spannungsregelung in Niederspannungsnetzen immer interessanter für Netzbetreiber und der rONT eines der zukünftigen Betriebsmittel für den intelligenten Netzbetrieb.

Literaturhinweise

- [1] Dr. Axel Krämer, „On-load Tap-changers for power transformers“, 2nd edition, Kerschensteiner Verlag, Germany, 2014, ISBN 978-3-931954-47-5
- [2] W. Hofer, M. Sojer, „Beyond grid integration of renewable – Voltage regulating distribution transformers in public grids“, 24th CIRED Conference, Glasgow, Scotland, 12-15 June 2017
- [3] O. Brückl, R. Bäsman, A. Hinz, „Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) – Fit für mehr erneuerbare Energien. Teil 1“, ew, Vol. 110 (2011), Number 25-26, pp. 62-64.

Autorenanschrift

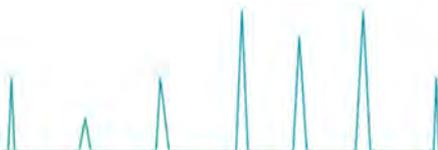
Werner Hofer
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Falkensteinstraße 8
93055 Regensburg
Tel.: +49 941 4090-4149
Fax: +49 941 4090-4005
E-mail: w.hofer@reinhausen.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Carl Wolmarans

Nynas AB



Carl Wolmarans has a B.Sc. (Eng) degree in Electrical Engineering from the University of the Witwatersrand, Johannesburg.

Carl has worked at Eskom (utility) in South Africa, within Power Transformer section, and is currently working at Nynas AB in Sweden.

Carl's research interests include Partial Discharge, streamer propagation in liquids, oxidation stability and insulation in general. Carl is a member of Cigré and IEC.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

KEY ASPECTS OF INSULATING FLUID – HV PERFORMANCE, AGEING BEHAVIOUR AND DGA

Carl Wolmarans – Nynas AB (Sweden)

Introduction

Three important aspects of insulating fluids are briefly discussed in this paper. High Voltage (HV) performance, ageing behaviour and Dissolved Gas Analysis (DGA). Whilst naphthenic mineral oils are the most common choice for use in power transformers alternative liquids such as natural and synthetic esters are also employed in certain cases. When adapting transformer design or operation philosophy for a “new” liquid, a holistic analysis and consideration of its behaviour is required as the most common parameters used in purchase specifications mainly guarantee a consistent product of a certain composition rather than a particular performance.

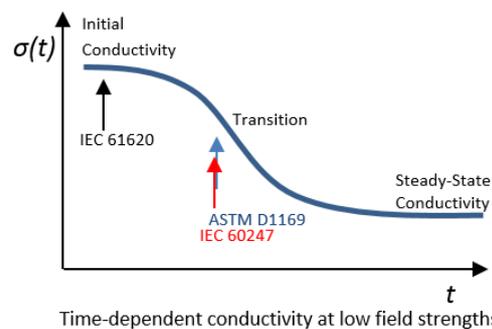
HV Behaviour

The key functions of an insulating fluid are to act as a cooling medium and to withstand high voltage stresses. Breakdown mechanisms in liquids are complex and as such the industry uses many empirical relationships, experience and proxies to ensure that a well-designed transformer combined with a high-quality insulating oil have a long lifetime and can withstand the stresses of service.

The relative permittivity of a liquid is an important parameter that will impact the prevailing electric field distribution in the transformer. It is desirable to try and match the permittivity of the liquid and cellulose based solid insulation (which normally has higher permittivity than mineral oil). Nonetheless the reason for higher permittivity (as is the case in ester fluids for example) is polar chemistry – which may in fact lower the insulating capability of the liquid. Furthermore, surface and boundary effects (e.g. between pressboard and liquid)

can influence localised electric fields. Therefore, care should be taken when modelling and determining the maximum permissible field stress in a practical insulating system.

Volume resistivity commonly measured via IEC 60247 is the reciprocal of the (Direct Current) DC conductivity and some try to evaluate a liquid using this. The challenge with this test is its repeatability. As the conductive current in the liquid is being measured whilst it is behaving as an insulator - (electric field of ~250 V/mm). As there are such small quantities of conductive and quasi-conductive species contained in clean oil the current changes greatly over time (ion mobility makes these species move around) during this test and is part of the reason why the end value can vary greatly.



Time-dependent conductivity at low field strengths
Figure 1: Oil Conductivity, measurement at a single point during transition provides little information, adapted from Cigré TB 646.

Figure 1, from Cigré TB 646, shows that the common tests such as IEC 60247 (for volume resistivity) are effectively measuring (with regards to duration and field strength used in the test) during the transition region of the conductivity for most oil types. Therefore, it is no surprise that great



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

variability in the values is experienced by labs and users.

Understanding the conductivity of the liquid is more relevant in HVDC applications – due to the presence of DC stresses and polarity reversal - and in TB 646 a “three-point characterisation method is proposed” that should be considered when designing equipment for HVDC.

Common breakdown voltage tests such as IEC 60156 and ASTM D877 are effective at testing the condition of liquids – namely the presence of particles, excess gases and moisture. In small gaps and quasi-uniform fields, like in IEC 60256. However, they are insufficient for comparing the intrinsic insulating capability of different liquids. As shown in table 1 below, different esters and mineral oils have very similar breakdown values. The difference in the silicone fluid (for the IEC test) is attributed to insufficient standing time due to it having much higher viscosity (bubble release).

Table 1: Some typical breakdown voltage values after treatment for different fluids using different methods, from Cigré TB 436.

Test	Mineral Oil	Synthetic Ester	Natural Ester	Silicone Oil
IEC 60156 2.5mm	>70 kV	>75 kV	>75 kV	50 kV
ASTM D877	55 kV	43 kV	46 kV	43 kV

The study of streamers in different insulating liquids, and mostly their propagation has been done quite extensively in the literature, examples are [1-5].

In “large gaps” (~>2.5cm) and under non-uniform fields (point-plane or point-sphere electrode configurations are normally used in such tests) one generally observes greater differences in breakdown and pre-breakdown phenomena between differing liquid chemistries as well as more differences between positive and negative applied voltage.

Mineral oils, ester fluids and others have all been shown to exhibit different field

dependent “modes” – whereby the streamer propagation velocity increases noticeably with each progressing mode. Of most interest is normally the transition to “fast” streamers (characterised by a sudden jump in propagation velocity normally by approximately 1 to 2, or more, orders of magnitude) which occurs at a lower voltage stress in positive streamers than for the negative.

The voltage where this transition is seen is normally referred to as the “acceleration voltage” of a liquid. As shown in figure 2 for example, ester liquids show a lower positive streamer acceleration voltage than typical mineral oils.

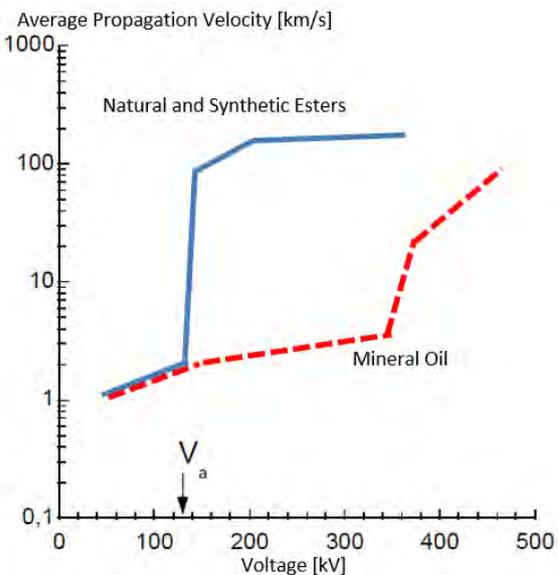


Figure 2: Approximate Positive streamers average propagation velocity in a 10cm gap, adapted from Nguyen N.M. et. Al [1], where V_a is “acceleration voltage”.

The reason why understanding the onset of fast streamers in insulating liquids is important in practice is because the significantly faster streamer propagation could lead to higher probability of breakdown in practice – as potentially short lived temporary over voltages that are normally insufficient to cause breakdown in a liquid with high acceleration voltage may in fact be sufficient in one with a lower acceleration voltage.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Furthermore, in mineral oils and in pure liquids (such as cyclohexane) studies [2-4] have shown that the typical “high” acceleration voltage of “typical” mineral oils is likely due to the influence of aromatic hydrocarbons. This is supported by demonstrations that in certain cases the addition of (relatively small amounts – approximately 0.5 – 2 % ranges) of aromatic additives to, for example, white oils and cyclohexane increases the acceleration voltage for that liquid mixture [2].

Studying the Partial Discharge (PD) behaviour under AC applied voltage, using test cells employing point-sphere or point-plane geometries like those in IEC 60897 to compare liquids (based on IEC TR 61294) also reveal differences between liquid chemistries. Such tests are most informative by being used to compare the differing pulse magnitude and pulse rate behaviour (over time and for differing voltages) of different liquids. Lower PD activity in mineral oils than in ester liquids has been reported [6, 7]. Lower PD activity in mineral oil and ester blends containing aromatics has also been shown [8].

There is most likely a strong link between these observations and those concerning the differing acceleration voltages of esters and mineral oils containing aromatics, but further investigations are needed for the link to be explained.

Ageing Behaviour

The lifetime and ageing behaviour of insulating liquids is a critical factor in a power transformer. Naturally, one needs to understand how a liquid’s properties, and therefore its performance, change during ageing under thermal, oxidative and hydrolytic stress so that the design and operation philosophy of the transformer is appropriate to achieve the desired lifetime.

Mineral insulating oils are mainly divided into two main types “un-inhibited” and “inhibited” – and for the latter the inhibitors used are most commonly phenolic type anti-oxidants such as 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC) limited to 0.4% of the total weight of

the product in IEC 60296 and 0.3% in ASTM D3487.

DBPC is a primary anti-oxidant, in that it is mainly “radical destroying”. This is different from secondary anti-oxidants, such as the “natural anti-oxidants” (mainly consisting of sulphur compounds remaining from the original crude oil) contained in uninhibited mineral oils which are mainly peroxide decomposers.

Natural esters typically have much poorer oxidation stability than mineral oils – naturally depending on the vegetable oil and the degree of unsaturated groups - and as such they often contain primary anti-oxidants at higher (approximately around 1% or above) concentrations to achieve “reasonable” oxidation stability. Furthermore, most commercially available natural esters often may contain metal passivators, antifungals, dyes and pour-point depressants [9] which may impact the oxidation stability – or participate during oxidation and hydrolysis reactions - and therefore the consumption of them – in any liquid where they are employed - is an important factor to understand as well. Synthetic esters typically have better oxidation stability than natural esters, due to higher degree of saturation, however they are still likely to contain higher levels of anti-oxidants than typical mineral oils.

Maintenance of inhibited liquids

One of the key factors to consider when dealing with inhibited liquids is the “timeous” top of inhibitor. In mineral oils as described in the maintenance guide IEC 60422 topping up the inhibitor before 40% of its starting value is reached is a good “rule of thumb” to ensure the oil does start readily oxidising. For a specific product, it is necessary to determine the minimum sufficient concentration of anti-oxidants that prevents the onset of oxidation – and the goal of the inhibitor top up regime should be around never reaching that level.

Concerning the practicality of condition monitoring and inhibitor management the accuracy and cost of measuring the inhibitor consumption is important. For example, the



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

test method used to measure inhibitors in mineral oil are well developed (see IEC 60666 for example) but for new liquid types these methods must be evaluated for precision whilst the fluid ages to ensure background interferences do not result in significant errors. Furthermore, the cost and practicalities of obtaining the additives and adding them to the transformer – during the “top-up” need to be considered and added to the total cost of ownership model for that system. It is for this reason that using “high” and “super” grade oils with high oxidation stability and low inhibitor consumption is the best engineering practice.

As illustrated in figure 3 inhibited oils will progress into developed oxidation once the inhibitor is fully consumed – or below the minimum sufficient concentration for a particular liquid. This same behaviour will occur for esters and as such a detailed additive and inhibitor management strategy must be employed by users.

Furthermore, the most common proxy tests, namely Inter Facial Tension (IFT) and Dielectric Dissipation Factor (DDF), for mineral oils to detect early oxidation products such as carbonyls are extremely useful because the products are polar and the oil bulk is non-polar. One must be aware that in polar liquids such as ester based fluids the sensitivity of such tests to early ageing products may be much lower and additional proxies may have to be used/developed to achieve an appropriate level of trending capability.

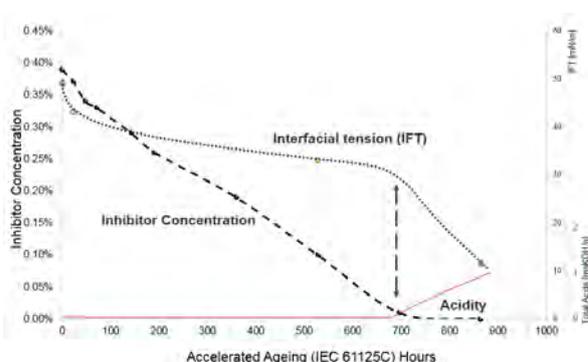


Figure 3: Ageing behaviour of a highly inhibited refined mineral oil – depend on inhibitor consumption rate.

DGA

DGA Interpretation guidelines such as IEC 60599 and IEEE C57.104 are often the “bread and butter” of today’s transformer asset management engineer.

Fault detection, prediction and diagnostics is naturally a major topic of interest in the power industry as the cost and importance of the equipment (power transformers) is very high and most manufacturers typically only provide warranty for between 3 and 8 years.

In the laboratory, Gas Chromatography (GC) DGA analysis methods using either the headspace method or vacuum extraction are the most common (see IEC 60567). Furthermore, with the increasing employment of online gas analysers there are also several different devices available on the market which use differing analysis methods. These do include GC methods but also Non-Dispersive Infrared (NDIR) and Photo-Acoustic Spectroscopy (PAS). Moreover, standalone hydrogen sensors using transducers employing “direct” measurement techniques are available. Notwithstanding, what is important to consider is that many of the newer online condition monitoring techniques require more “proof of performance” data so that their precision can be understood – but in practice emphasis should be placed on repeatability to allow trending of a specific gas. The absolute accuracy of gas detection for the differing methods is not as important as good repeatability.

Care must always be taken to ensure that the level of gases being measured are sufficiently above the detection limit for the method/device in question and high enough to be regarded as a fault condition before using techniques such as the Duval triangle(s) to do diagnostics.

There have been several studies into the DGA of ester fluids [10-14]. One of the more comprehensive comparisons between mineral and ester fluid being done by Xiang et. Al. [10]. This study and [14] show that typically natural esters produce less ethylene



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

than mineral oils for high temperature faults. Ethane is mainly produced with no clear ethane to ethylene progression as the temperature increases. Furthermore, data for the production of propylene (C₃H₆) in [11] in natural esters implies that perhaps for ester fluids the “key gas” for bare metal faults should perhaps be propylene, where it is ethylene for mineral oils.

Moreover, the technique using a thermistor wire by Tenbohlen et. al. [11] is rather representative and could be the most practical for wide scale studying of gas evolution under thermal stress of a liquid – but care must be taken to ensure the temperature does not approach the melting point of the wire. Catalytic effects of using specific metal alloys may also have to be taken into consideration as well. Moreover, others have had challenges regarding temperature control with using heated copper elements to simulate thermal faults [14].

Stray Gassing

So-called stray gassing in insulating oils, which has been hypothesised to be associated with the thermal cracking, interaction of the liquid with other materials (most commonly varnishes and metals coated with zinc) in the transformer [15, 16] and/or the catalytic oxidation of the liquid at temperatures below typical “fault temperatures” (~ <200°C) can also produce fault gases (most often hydrogen and ethane – predominantly observed in uninhibited oils) and must also be understood in the liquid in question. Stray gas production of hydrogen can also be due to passivator additives [17].

An existing Cigré TB 296 covers stray gassing to some extent. Cigré WG D1.70 is currently researching the topic further as well as investigating a new test to evaluate stray gassing of liquids.

Conclusion

HV behaviour, ageing behaviour and DGA of insulating liquids was discussed. The insulating capability of a liquid depends on both condition and composition. The former is

evaluated effectively by standard “breakdown voltage” tests such as IEC 60156. Understanding the latter requires analysis of the streamer behaviour of the liquid. A high acceleration voltage accompanied by good PD behaviour is desired in a good insulating liquid. In liquids with low acceleration voltage such as esters and oils that no contain no aromatics - transformer design modifications are most likely necessary.

The ageing behaviour of both uninhibited and inhibited mineral insulating oils is well understood. Ester based liquids are only inhibited and as such inhibitor & additive management is required.

DGA analysis remains a powerful tool in fault diagnostics but care must be taken to consider the context deeply – as well as establishing that there is indeed a problem before trying to diagnose it. More work is required in understanding DGA in esters and it is likely that ethane will be treated as a “general fault” gas and there is promise in using propylene as the “hot metal gas” - for DGA in ester fluids.

References

- [1] N. M. Nguyen, *et al.*, "A comparison of breakdown properties of natural and synthetic esters at high voltage," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), 2010 Annual Report Conference on*, 2010, pp. 1-4.
- [2] D. V. Nguyen, "Experimental Studies of Streamer Phenomena in Long Oil Gaps," NTNU, 2013.
- [3] O. Lesaint and M. Jung, "On the relationship between streamer branching and propagation in liquids: influence of pyrene in cyclohexane," *Journal of Physics D: Applied Physics*, vol. 33, p. 1360, 2000.
- [4] A. Denat, *et al.*, "Breakdown of liquids in long gaps: influence of distance, impulse shape, liquid nature, and interpretation of measurements," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, pp. 2581-2591, 2015.
- [5] J. G. Hwang, *et al.*, "Modeling streamers in transformer oil: The transitional fast 3 rd mode streamer," in *Properties and Applications of Dielectric Materials, 2009*.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

ICPADM 2009. *IEEE 9th International Conference on the*, 2009, pp. 573-578.

[6] R. Frotscher, *et al.*, "Behaviour of ester liquids under dielectric and thermal stress—from laboratory testing to practical use," *CIGRE Technical Programme*, pp. D1-105, 2012.

[7] Z. Liu, *et al.*, "Partial discharge behaviour of transformer liquids and the influence of moisture content," in *2014 IEEE 18th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, 2014, pp. 1-4.

[8] J. Walker, *et al.*, "M/DBT, new alternative dielectric liquids for transformers," *CIGRE Technical Programme*, pp. D1-107, 2012.

[9] K. J. Rapp, *et al.*, "Additive for dielectric fluid," ed: Google Patents, 2012.

[10] C. Xiang, *et al.*, "Comparison of dissolved gases in mineral and vegetable insulating oils under typical electrical and thermal faults," *Energies*, vol. 9, p. 312, 2016.

[11] S. Tenbohlen, *et al.*, "Dielectric performance and dissolved gas analysis of natural esters for application in power transformers," in *CIGRE SC D1—Performance of Conventional and New Materials of High Voltage Apparatus, Colloquium, Hungary*, 2009.

[12] Z. Wang, *et al.*, "Gas generation in natural ester and mineral oil under partial discharge and sparking faults," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 29, pp. 62-70, 2013.

[13] C. Perrier, *et al.*, "DGA comparison between ester and mineral oils," in *2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids*, 2011, pp. 1-4.

[14] Z. Wang, *et al.*, "Fault gas generation in natural-ester fluid under localized thermal faults," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 28, 2012.

[15] J. Weesmaa, *et al.*, "Study of stray gassing measurements by different methods," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), 2013 IEEE Conference on*, 2013, pp. 184-189.

[16] J. Weesmaa, *et al.*, "Study about stray gas generation in transformer oil at different temperatures," in *2014 IEEE 18th*

International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), 2014, pp. 1-8.

[17] F. Scatiggio, *et al.*, "Effects of metal deactivator concentration upon the gassing characteristics of transformer oils," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 18, 2011.

Contact Details

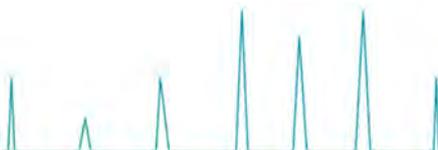
Nynas AB,
Carl Wolmarans
Raffinaderivägen 21, Nynashamn
Mobile: +46 70 081 9290
E-mail: carl.wolmarans@nynas.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

(This area is intentionally left blank for notes.)





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Mark-André Thelen

Cargill Deutschland GmbH



Mark-Andre Thelen schloss 1992 seine Ausbildung zum Energieelektroniker bei RWE Energie AG ab. Weiterbildung zum staatlich geprüften Techniker Energietechnik und Technischer Betriebswirt IHK .

1995 -2000 Netzmonteur bei RWE Energie AG und Stadtwerke Ratingen

2000-2007 Serviceleiter bei Ormazabal Anlagentechnik Krefeld

2007- 2016 Vertriebsleiter Service Mittelspannung bei AREVA T&D bzw. Schneider Electric in Regensburg

Seit 2016 Sales Manager Dielectric Fluids DACH Region bei Cargill



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Ester- oder Trockentransformatoren ?

*Einsatzgebiete, Diagnosemöglichkeiten und
Kaltstartverhalten*

TML 2017 Willingen
18 -19 September 2017

Mark-Andre Thelen,
Sales Manager Dielectric Fluids

www.cargill.com

CONFIDENTIAL. This document contains trade secret information. Disclosure, use or reproduction outside Cargill or inside Cargill, to or by those employees who do not have a need to know is prohibited except as authorized by Cargill in writing.



Globaler Hersteller von natürlichen und synthetischen Estern



envirotemp[®]
ester dielectric fluids

FR3[™]
envirotemp[™] NATURAL ESTER FLUID

200[™]
envirotemp[™] SYNTHETIC ESTER FLUID



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Übersicht

Aufstellbedingungen

- Innenraum- oder Freiluft- Anwendung
- Luftfeuchtigkeit und Schmutz
- Anforderung an die Trafozelle / Station

Brandschutz

- Kein Brandvorfall bei 1 Millionen gefüllter Ester Transformatoren
- Was passiert bei Störlichtbogenereignissen ?

Effizienz

- Leerlauf- und Kurzschluss - Verlustleistung
- Baugrößen, Footprint

Thermische Eigenschaften und Überlastverhalten

- Einfluss der Betriebstemperatur auf die Umgebung
- Kühlungsmöglichkeiten und Wärmeabfuhr
- Verhalten bei Überlast und Einfluss auf die Lebensdauer

Geräusch Level

- Gibt es Unterscheidungen beim Geräusch?

Teilentladungen

- Was tun wenn Teilentladung beginnt ?

3

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Übersicht

Wartung und Diagnose

- Regelmäßige Öl- Analysen und DGA
- Reparaturmöglichkeiten Austausch von Komponenten

Umweltverträglichkeit

- Im Betrieb und am Lebensende

Kaltstartverhalten

- Wie kalt ist kalt ?
- Temperaturverhalten

Lebensdauer

- Einflüsse auf die Lebensdauer

Kosten

- Die wirtschaftliche Betrachtung

4

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Die Nachfrage nach umweltfreundlichen Transformatoren mit hoher Brandsicherheit steigt

Sowohl Trocken- als auch Flüssigkeit gekühlte Ester- Transformatoren erfüllen genau diese Anforderungen

Doch wofür soll sich der Anwender entscheiden ?



5

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Gruppe der Trockentrafos



Gießharz Trafo:

- Wicklungen in Epoxid Gießharz vergossen
- Gießharz schützt die Wicklungen vor Schmutz und korrosiven Umwelteinflüssen
- Enthält keine Kühlflüssigkeit

Offene Wicklungen:

- Wicklungen werden mit Lack isoliert und gebacken

Vacuum Pressure Impregnation (VPI):

- Hergestellt unter Vakuum und Druck
- Mit Hochtemperatur Polyesterlack imprägniert
- Hohe mechanische und Kurzschlussfestigkeit

Pictures source: <http://www.electricservice.com/dry-type-transformers.html>

6

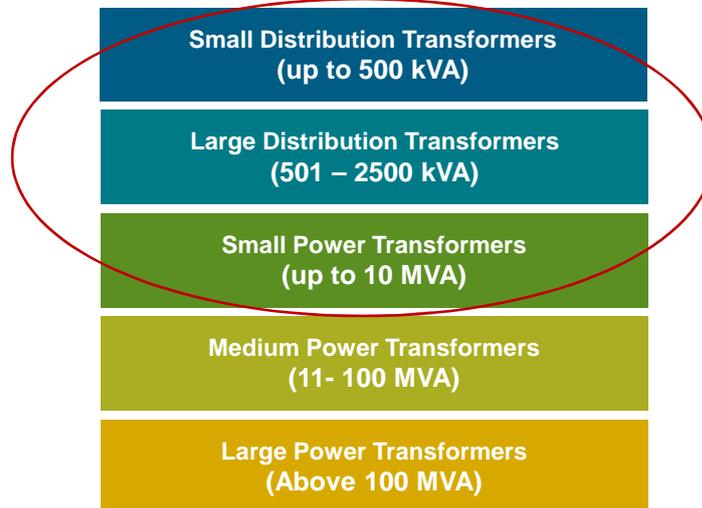
TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Transformator Größe (nach Leistung)



7

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Auf den Anwendungsfall kommt es an



- Industriebetrieben und in Gebäudekomplexen mit hohen Brandschutzvorgaben
- U- und S-Bahnen
- Verteilnetzbetreiber
- Bohrseln, Schiffen,
- Papierfabriken und im Bergbau
- Offshore- und Onshore- Windkraftanlagen

8

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Aufstellbedingungen

- Innenraum oder Freiluft
- Luftfeuchtigkeit und Schmutz
- Anforderungen an den Traforaum
- Verbrauchernahe Aufstellung möglich



Die Prüfung von Trockentransformatoren nach DIN EN 60076-11 unterscheidet sich nicht grundsätzlich von der von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren. Allerdings werden Trockentransformatoren zusätzlich in Umgebungs-, Klima-, und Brandklassen eingeteilt

9

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Umgebungsklassen E0-E3

Die Umgebungsclassen geben Auskunft darüber, bis zu welchem Grad der Transformator auch bei widrigen Umgebungsbedingungen wie hoher Luftfeuchte, Kondensation und Verschmutzung einsatzfähig ist. Es gilt für:

E0: Kondensation darf am Transformator nicht auftreten, die Verschmutzung ist vernachlässigbar. D. h. der Trafo muss in einem trockenen und staubfreien Innenraum aufgestellt werden. Für diese Klasse ist kein Prüfnachweis erforderlich

E1: Gelegentliche Kondensation und Verschmutzung in begrenztem Umfang ist zulässig. Dabei darf kein Überschlag oder gefährliche Kriechwegbildung auftreten.

E2: Häufige Kondensation und/oder starke Verschmutzung ist möglich.

E3: DIN EN 60076-16 (*Transformatoren für Windenergieanlagen-Anwendungen*) beschreibt zusätzlich eine noch höhere Klasse E3. Sie unterscheidet sich von E2 durch eine weitere Erhöhung der Leitfähigkeit des bei der Feuchteniederschlagsprüfung eingesetzten Wassers auf 3,6 S/m bis 4 S/m und einer auf 95 % erhöhten Luftfeuchtigkeit bei der Eindringprüfung.

10

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Brandschutz



- Der Brennpunkt von natürlichen Estern liegt bei 360°C
- Sprinkleranlagen und Brandschutzwände sind nicht notwendig
- Reduzierter Gebäudeabstand möglich
- Anforderungen der ELT BAU VO der Bundesländer



Bei über 1 Millionen installierter Ester Transformatoren gibt es keine bekannten Brandfall !!!



11

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Störfälle bei Trockentrafos



12

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Brandklassen F0 und F1 bei Trockentrafos

Die Brandklasse gibt über die Brandlast bei einem Feuer in der Umgebung des Transformators und die Entwicklung von giftigen und sichtbehindernden Rauchgasen Aufschluss.

- F0: Es ist kein bestimmtes Brandrisiko zu berücksichtigen. Die Abgabe toxischer Stoffe und sichtbehindernder Rauchs muss trotzdem auf ein Mindestmaß herabgesetzt werden.
- F1: Eine Begrenzung der Brandgefahr ist erforderlich. Die Abgabe toxischer Stoffe und sichtbehindernder Rauchs muss auf ein Mindestmaß herabgesetzt werden. Zum Nachweis wird „ein Drittel“ des Transformators, also eine Ober- und eine Unterspannungsspule mit Kernschenkel in einer Brandkammer einer Beflammung durch entzündeten Alkohol und einer Bestrahlung durch einen Radiator ausgesetzt. Dabei dürfen bestimmte Maximaltemperaturen im Schornstein der Kammer nicht überschritten werden. Auch darf der Lichttransmissionsgrad im Rauch bestimmte Werte nicht unterschreiten.

13

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Kälteverhalten

Aufgrund der Flüssigkeit verhält sich der Ester gekühlte Trafo bei sehr niedrigen Temperaturen anders als ein Trockentrafo

- Klassifizierung beim Trockentrafo C1 oder C2
- Was sind sehr niedrige Temperaturen -15°C , -25°C oder -30°C ?
- Reden wir von Tagestiefsttemperaturen oder von Durchschnittstemperaturen ?
- Was ist der Stockpunkt ?
- Viskosität und Fließverhalten
- Einfluss auf Durchschlagfestigkeit ?



14

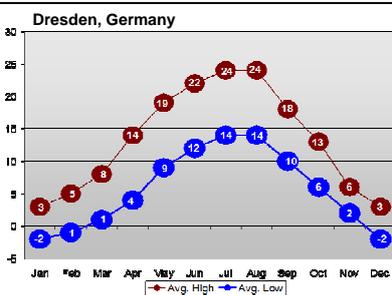
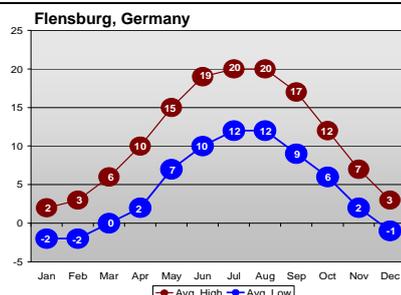
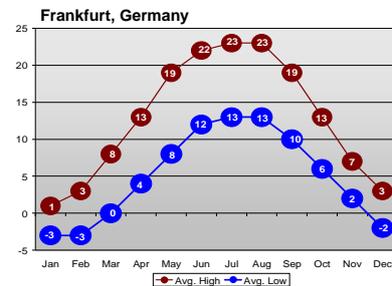
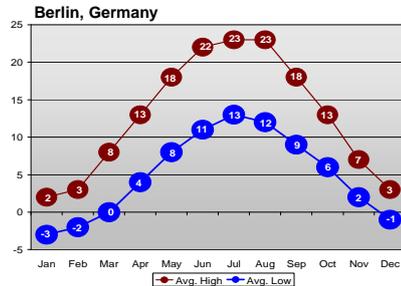
TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Durchschnittstemperaturen Deutschland



15 TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Klimaklassen C1 und C2 bei Trockentrafos

Diese Klimaklasse legt fest, bei welchen Minimaltemperaturen der Trafo transportiert, gelagert und betrieben werden kann. Durch Temperaturwechsel (ausgeschalteter Trafo: Umgebungstemperatur, Trafo bei Nennbetrieb: üblicherweise > 100 °C) kann die Gießharzisolierung bei falscher Bemessung Risse infolge der unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten von Leitermaterial und Gießharz bekommen. Es gilt dann für

C1: Der Trafo darf nicht unter -5 °C Umgebungstemperatur betrieben, aber bis -25 °C gelagert und transportiert werden. Diese Klimaklasse ist durch ein Abkühlen des Trafos auf -25 °C, Erwärmen auf -5 °C in 4 h und anschließendes rasches, schockartiges Aufheizen mit zweifachem Nennstrom nachzuweisen. Die Endtemperatur wird durch die Isolierstoffklasse festgelegt (z. B. 140 °C für F). Die Isolierung darf nach der Prüfung keine Risse oder Schlitze aufweisen, der Trafo muss die genormten Spannungsprüfungen mit auf 80 % reduzierten Spannungswerten, sowie Teilentladungsprüfungen bestehen.

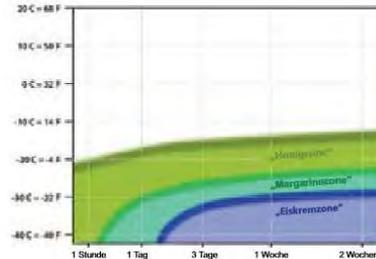
C2: Der Trafo kann bis -25 °C Umgebungstemperatur transportiert, gelagert und betrieben werden. Der Nachweis erfolgt wie bei C1, allerdings beginnt das Aufheizen mit zweifachem Nennstrom bereits bei -25 °C, das langsame Erwärmen auf -5 °C entfällt.

16 TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Kälteverhalten bei Ester

- Der Pourpoint (Stockpunkt) ist die niedrigste Temperatur bei der eine Flüssigkeit noch fließt
- Für den Pourpoint der Flüssigkeit im Trafo sind Volumen, Temperatur und die Zeit in einer Temperatur entscheidend
- Nimmt das fließverhalten einer Isolierflüssigkeit ab verliert sie die Fähigkeit Wärme durch Konvektion zu übertragen
- 1999 wurden auf einer IEEE Konferenz eine Testreihe vorgestellt, bei der ein Kaltstart unter Vollast bei -30°C durchgeführt wurde
- Es wurden weder an Kern, Wicklung oder in der Flüssigkeit unzulässige Temperaturen gemessen
- Stockpunkt: synthetischer Ester -50°C
 natürlicher Ester -21°C



17

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Viskosität von natürlichen Estern

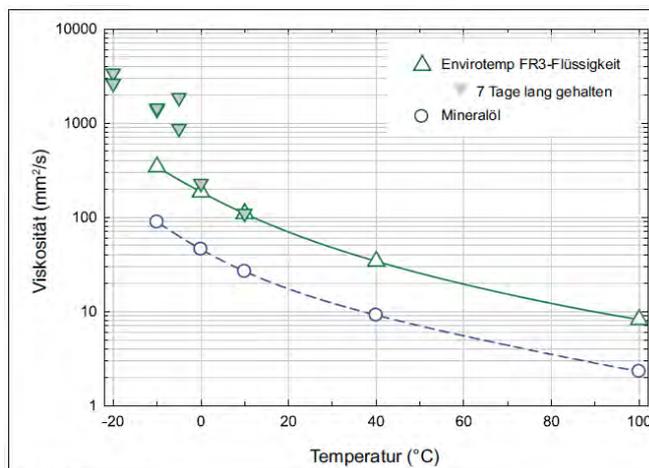


Abbildung 1:
kinematische Viskositäten von Isolierflüssigkeiten

18

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



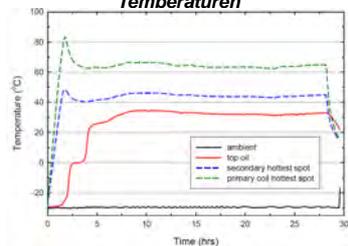
Durchschlagspannung von natürlichem Ester bei "kalten Temperaturen"

Der Pour Point ist nicht entscheidend für die Leistungsfähigkeit von Estern bei kalten Temperaturen

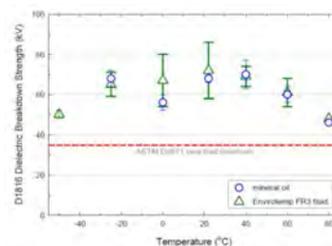
Im inneren eines Transformators ist die Temperatur der Kühlflüssigkeit abhängig von:

- Umgebungstemperatur
- Volumen und Menge der Flüssigkeit
- Zeitdauer der Umgebungstemperatur

Ein voll belasteter FR 3 Trafo erreicht bei einem Kaltstart -30°C keine unzulässigen Temperaturen



Die Durchschlagspannung von FR3 bleibt mind. bis 50 °C oberhalb der geforderten Werte



Testkriterien für Klima, Umwelt und Brandklassen nach IEC 60076-11

Wenn Transformatoren eine Kombination der Testklassen ausweisen müssen diese an einem Trafo hintereinander durchgeführt werden

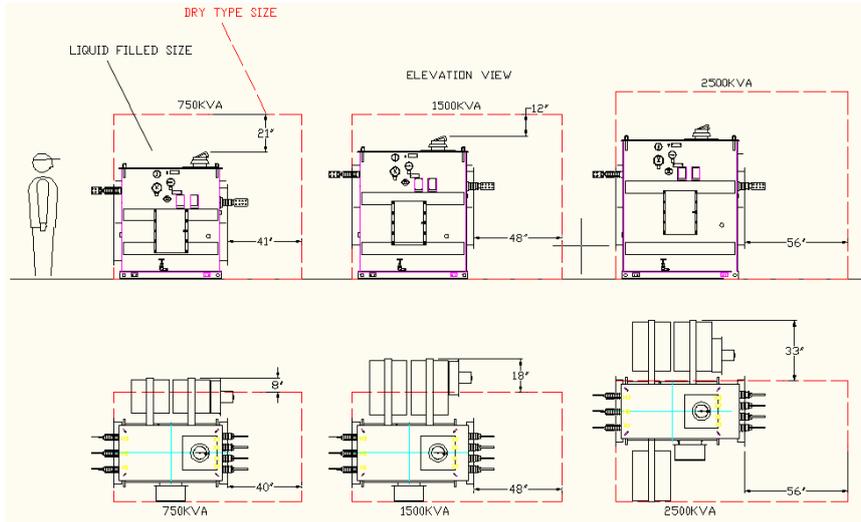
Table 5 – Sequence of tests

Classes			Climatic		Environmental			Fire behaviour	
Tests	Clause		C1	C2	E0	E1	E2	F0	F1
1	Thermal shock at -5 °C	27.3	Yes	No	-	-	-	-	-
2	Thermal shock at -25 °C	27.4	No	Yes	-	-	-	-	-
3	Condensation test	26.3.1	-	-	No	Yes	No	-	-
4	Condensation and humidity penetration test	26.3.2	-	-	No	No	Yes	-	-
5	Fire behaviour test	28.3	-	-	-	-	-	No	Yes



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Baugröße und Footprint

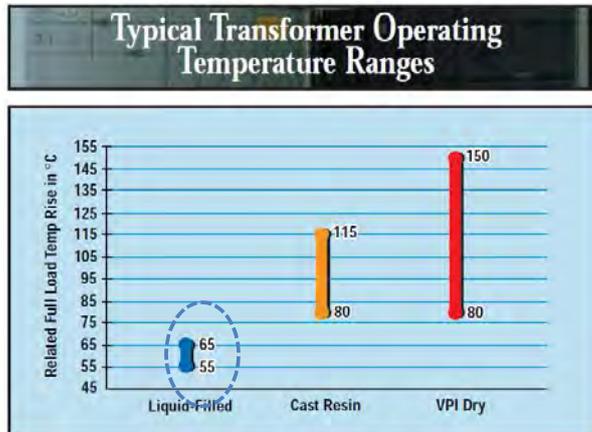


21

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Thermische Eigenschaften und Überlastverhalten



22

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



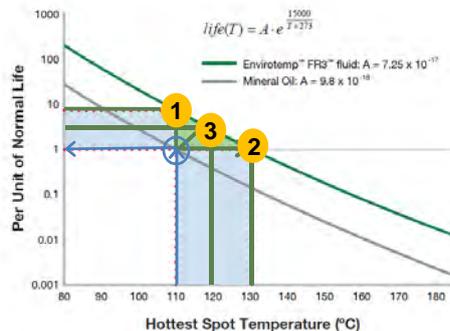
TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Die höheren Temperaturlimits nutzen, um erhöhte Kapazität zu bekommen, eine längere Lebensdauer, oder beides

High temperature insulation system Normen

IEC 60076-14 oder IEEE C57.154

- Mineralöl + TUK Norm 110:°C hot spot und 65°C AWR
- Envirotemp™ FR3™ Isoliersysteme können 20 K höher betrieben werden ohne Lebensdauer zu reduzieren
- Design: Kleinere neue Transformatoren oder gleiche Größe mit höherer Last
- Bestehender Transformator kann höher gestuft werden um mehr Überlast zu liefern.



Kurve mit Thermally Upgraded Papier

23

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September

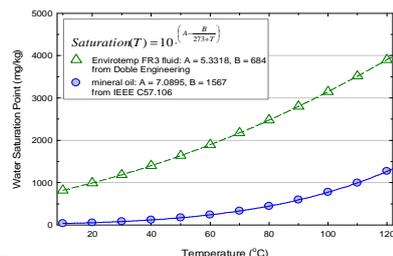


Lebensdauer der Zellulose im Ester 5-8x verlängert

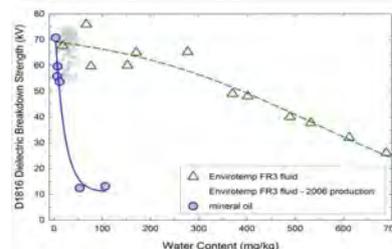
Die Lebensdauer der Zellulose ist der Hauptfaktor, der die Lebensdauer des Transformators bestimmt.



Wassersättigung in Abhängigkeit von Temp.



Durchschlagsspannung in Abhängigkeit vom Wasseranteil

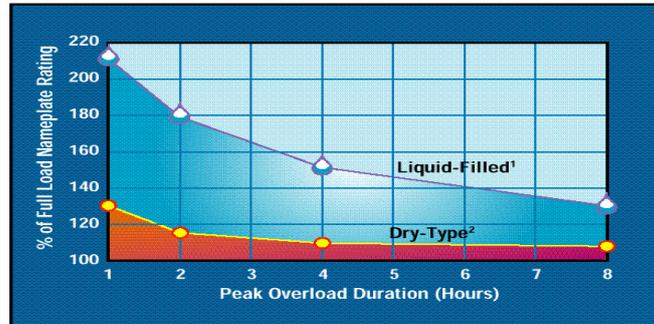


24

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Überlastverhalten im Vergleich



¹Data taken from ANSI/IEEE C57.91-1981, Table 5. Assumes 65 °C rise transformer with 30 °C ambient temperature and 50% continuous equivalent load exclusive of peak.

²Data taken from ANSI/IEEE C57.96-1989, Table 6. Assumes 150 °C rise transformer with 30 °C ambient temperature and 50% continuous equivalent load exclusive of peak.

25

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Geräusch Pegel

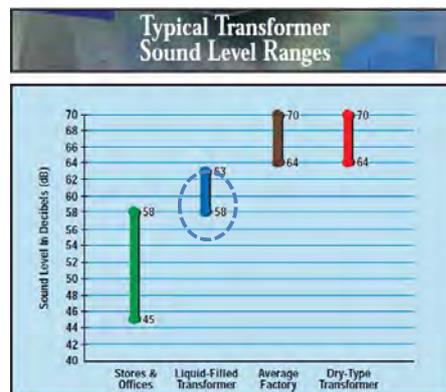
Flüssigkeitsgefüllte Transformatoren haben einen geringere Geräusch Pegel

Geräuschmessungen gewinnen zunehmend an Bedeutung.

Geräusche kann man sowohl durch primäre Maßnahmen bei der Auslegung und Fertigung der Transformatoren reduzieren, als auch durch sekundäre Maßnahmen wie Einhausungen.

Einhausungen behindern die Kühlung und sollten vermieden werden.

Kessel und Ester haben geräuschmindernde Wirkung, beim nackten Gießhartztrafo ist die Geräuschentwicklung stärker



➤ Ester gefüllte Transformatoren sind 50 % leiser! (Logarithmische dB Skala)

26

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Wartung und Diagnose

Flüssigkeit gefüllter Trafo:

- Thermographie
- Flüssigkeits- Farbe
- Säuregehalt
- Verlustfaktor Tan delta
- Furan Analyse
- Wassergehalt
- Viskosität
- Metall Analyse
- Inhibitor Content
- DGA
- Dielektrische Durchschlagspannung
- Teilentladungsmessung

Austausch der Isolierflüssigkeit, Reparatur aktiv Teil und von Durchführungen möglich.

Trocken Trafo:

- Isolationsprüfung
- Thermographie
- Teilentladungsmessung

Gießharz Trafos sind weitestgehend Wartungsfrei!
Reparatur Möglichkeiten eingeschränkt.

27

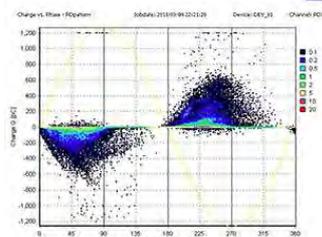
TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Teilentladung TE

Teilentladungen sind örtlich begrenzte energieschwache Ladungen, die einen Teilbereich der Isolation überbrücken. Sie bilden sich wenn die Isolation nicht gleichmäßig ist z.B. durch Lufteinschlüsse.

- Bei Ester Transformatoren bis 36kV werden üblicherweise keine Teilentladungsmessungen vorgenommen.
- Die größten Teilentladungen werden bei solchen Transformatoren an den HS-Durchführungen entstehen.
- Bei Gießharztransformatoren sind TE-Messungen unbedingt notwendig.
- Es gibt keine festen Grenzwerte jedoch sollte die TE einer Spule 10 pC nicht übersteigen.
- Hohe Teilentladungen deuten auf Lufteinschlüsse hin, wahrscheinlich durch Fehler im Fertigungsprozess
- Mit der Zeit nehmen Teilentladungen zu und führen zu einer Zerstörung der Isolation



28

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Umweltverträglichkeit

Natürlicher Ester

- Erneuerbare Rohstoffe
- Verfügbarkeitsprobleme und somit Kostenprobleme gibt es nicht, deshalb ideale Alternative zu Mineralöl

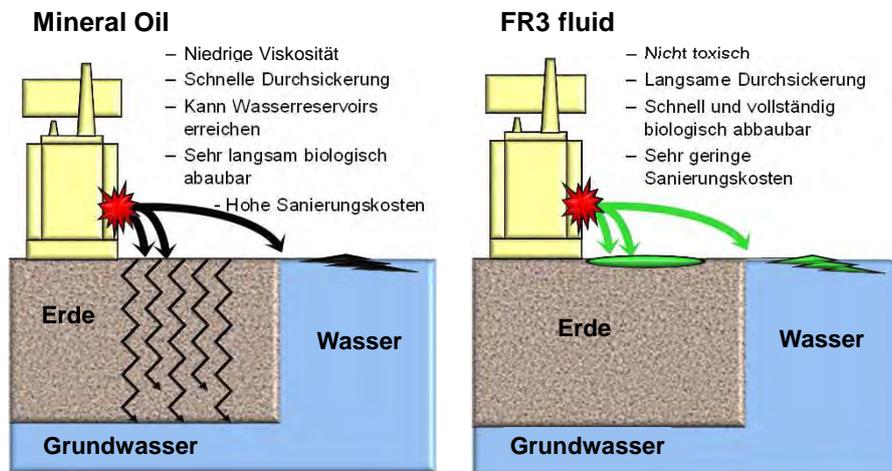


29

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Leckage? FR3 verursacht wesentlich geringere Sanierungskosten



30

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Recycling Optionen

Recycling Kraftstoff

Gebrauchtes Ester kann an Cargill zurückgeschickt werden und als Rohstoff für Biokraftstoffe aufbereitet werden.

Aufbereitung

Gebrauchtes Ester kann wieder aufbereitet und weiter im Transformator eingesetzt werden

Verbrennen

Ester kann zur Wärmeerzeugung verbrannt werden, ähnlich wie Mineralöl. Wir empfehlen, wenn diese Methode gewählt wird, eine Mischung von 90% Mineralöl/10% Ester Flüssigkeit.

Müllhalde

Wenn auf der Müllhalde entsorgt, wird das Öl sich mit der Zeit biologisch abbauen

31

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Lebensdauer

- Die Lebensdauer von Ester oder Trockentrafos hängt von der Beanspruchung im Bezug auf Dauerlast, Spitzenlast, Klima und Umweltbedingungen ab.
- Jeder dieser Faktoren kann zur Reduzierung der Lebensdauer beitragen.
- Ester Transformatoren sind robust gegenüber diesen Einflussfaktoren, da Sie das Isoliersystem der Wicklung am besten schützen, besonders im Bezug auf Überlast.



32

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Kosten

Betrachtet man die reinen Anschaffungskosten liegen Trocken und Ester- Transformatoren auf ähnlichem Niveau. +/- 10%

Natürliche Ester sind günstiger als synthetische Ester und haben einen geringeren CO2 Fußabdruck

Trockentrafos können nicht ohne zusätzliche Maßnahmen in Freiluftbedingungen betrieben werden

Betrachtet man die Gesamtbetriebskosten, bringen Verluste und Lebensdauer klare Vorteile bei den Ester Transformatoren



33

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Verlustleistung und Effizienz

Betrachtung der Verlustleistung nach EU- Öko Design Richtlinie

Flüssigkeit gekühlt

Trocken Trafo

Nennleistung (kVA)	Stufe 1 (ab 1. Juli 2015)		Stufe 2 (ab 1. Juli 2021)	
	Höchste Kurzschlussverluste P_k (W) (*)	Höchste Leerlaufverluste P_v (W) (*)	Höchste Kurzschlussverluste P_k (W) (*)	Höchste Leerlaufverluste P_v (W) (*)
≤ 25	C ₁ (900)	A ₁ (70)	A ₂ (900)	A ₂ - 10 % (63)
30	C ₁ (1 100)	A ₁ (90)	A ₂ (750)	A ₂ - 10 % (51)
100	C ₁ (7 500)	A ₁ (145)	A ₂ (1 250)	A ₂ - 10 % (1 300)
160	C ₁ (2 550)	A ₁ (210)	A ₂ (1 750)	A ₂ - 10 % (189)
250	C ₁ (3 250)	A ₁ (300)	A ₂ (2 350)	A ₂ - 10 % (270)
315	C ₁ (3 900)	A ₁ (360)	A ₂ (2 800)	A ₂ - 10 % (324)
400	C ₁ (4 500)	A ₁ (430)	A ₂ (3 250)	A ₂ - 10 % (387)
500	C ₁ (5 500)	A ₁ (510)	A ₂ (3 900)	A ₂ - 10 % (459)
630	C ₁ (6 500)	A ₁ (600)	A ₂ (4 600)	A ₂ - 10 % (540)
800	C ₁ (8 400)	A ₁ (8 50)	A ₂ (6 000)	A ₂ - 10 % (585)
1 000	C ₁ (10 500)	A ₁ (1 070)	A ₂ (7 600)	A ₂ - 10 % (695)
1 250	B ₁ (11 000)	A ₁ (6 50)	A ₂ (8 500)	A ₂ - 10 % (855)
1 600	B ₁ (14 000)	A ₁ (1 200)	A ₂ (12 000)	A ₂ - 10 % (1080)
2 000	B ₁ (14 000)	A ₁ (1 450)	A ₂ (15 000)	A ₂ - 10 % (1 305)
2 500	B ₁ (22 000)	A ₁ (1 750)	A ₂ (16 500)	A ₂ - 10 % (1 575)
3 150	B ₁ (27 500)	A ₁ (2 200)	A ₂ (23 000)	A ₂ - 10 % (1 980)

Nennleistung (kVA)	Stufe 1 (1. Juli 2015)		Stufe 2 (1. Juli 2021)	
	Höchste Kurzschlussverluste P_k (W) (*)	Höchste Leerlaufverluste P_v (W) (*)	Höchste Kurzschlussverluste P_k (W) (*)	Höchste Leerlaufverluste P_v (W) (*)
≤ 50	B ₁ (1 700)	A ₁ (200)	A ₂ (1 500)	A ₂ - 10 % (130)
100	B ₁ (2 050)	A ₁ (280)	A ₂ (1 800)	A ₂ - 10 % (152)
160	B ₁ (2 900)	A ₁ (400)	A ₂ (2 600)	A ₂ - 10 % (240)
250	B ₁ (3 800)	A ₁ (530)	A ₂ (3 400)	A ₂ - 10 % (348)
400	B ₁ (5 500)	A ₁ (730)	A ₂ (4 500)	A ₂ - 10 % (475)
630	B ₁ (7 600)	A ₁ (1 100)	A ₂ (7 100)	A ₂ - 10 % (690)
800	A ₁ (8 000)	A ₁ (1 300)	A ₂ (8 000)	A ₂ - 10 % (1 170)
1 000	A ₁ (9 000)	A ₁ (1 500)	A ₂ (9 000)	A ₂ - 10 % (1 395)
1 250	A ₁ (11 000)	A ₁ (1 800)	A ₂ (11 000)	A ₂ - 10 % (1 620)
1 600	A ₁ (11 000)	A ₁ (2 200)	A ₂ (11 000)	A ₂ - 10 % (1 660)
2 000	A ₁ (16 000)	A ₁ (2 600)	A ₂ (16 000)	A ₂ - 10 % (2 340)
2 500	A ₁ (19 000)	A ₁ (3 100)	A ₂ (19 000)	A ₂ - 10 % (2 790)
3 150	A ₁ (22 000)	A ₁ (3 800)	A ₂ (22 000)	A ₂ - 10 % (3 420)

34

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Lebensdauer und Kosten TOC

Die Methode der Lebenszykluskosten (TOC – Total Ownership Cost) betrachtet neben den Anschaffungskosten die Betriebskosten während der gesamten Lebensdauer eines Transformators und berechnet daraus einen auf die Gegenwart bezogenen Gesamtkostenwert

$$\text{TOC} = \text{Preis} + [A \text{ (EUR/W)} \times \text{Leerlaufverluste (W)}] + [B \text{ (EUR/W)} \times \text{Lastverluste (W)}]$$

Optimierung der Auslegung eines Transformators unter Einbezug der A- und B-Faktoren ergibt den über seine Lebensdauer kostengünstigsten Transformator, wobei Energiekosten, Kosten für elektrische Erzeugungsleistung, Kapitalkosten und die Transformatorauslastung des Kunden berücksichtigt werden

TOC repräsentiert die wahren Kosten:
niedrigere Verluste bewirken eine Verringerung der Kosten über die Gesamtbetriebszeit

35

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Zusammenfassende Gegenüberstellung von Trocken- und Ester- Transformator

Anforderung	Trocken Trafo	Ester Trafo
Aufstellbedingungen	+	+
Brandverhalten	++	++
Effizienz, Verluste, Baugröße	-	++
Überlastverhalten	+	++
Kaltstarteigenschaften	+	- bei nat. Ester
Diagnosemöglichkeiten	-	+
Umweltverträglichkeit	+	++
Kosten TOC	-	+

36

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Ester Transformatoren bieten eine echte alternative zu Trockentrafos

Betriebssicherheit:

- K-Class bietet eine sehr hohe Brandsicherheit
- Geringere Betriebstemperatur

Kosten:

- Kleinerer Footprint 35% Platz Reduzierung möglich
- Geringerer TOC Kosten
- Höhere Effizienz durch geringere Verluste

Betriebs Effizienz:

- Höhere Lebensdauer bei FR3 gefüllten Transformatoren
- Höheres Last / Überlastverhalten
- Volle Diagnosemöglichkeiten
- Bessere Beständigkeit gegen Überspannungen
- Geringere Geräuschpegel (50% leiser)



37

TLM 2017 Willingen 18 – 19 September



Email: mark-andre_thelen@cargill.com Telefon: +49(0)1515534177

envirottempfluids.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

FR3™
ENVIROTEMP™ NATURAL ESTER FLUID

200™
ENVIROTEMP™ SYNTHETIC ESTER FLUID

**Envirotemp™ Natural Ester
and Synthetic Dielectric Fluids**

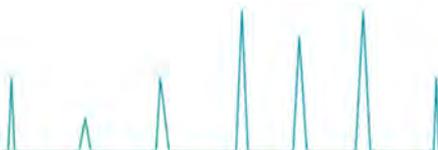
© Cargill Incorporated, All rights reserved.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje

Hochschule Bremen



Professor Dr: Michael Hartje hat an der heutigen Leibniz Universität Hannover Elektrotechnik studiert und wurde am Schering-Institut, Leibniz Universität Hannover, über Teilentladungsmessungen an Transformatoren 1989 promoviert. Von dort wechselte er zu RWE Energie, Essen, wo er als innerbetrieblicher Berater für die Regionalversorgungen in verschiedenen Funktionen tätig war. Er wurde 1997 an die Hochschule Bremen auf die Professur Hochspannungstechnik berufen. Neben einer mehrjährigen Dekanstätigkeit lehrt er sowohl Hochspannungstechnik als auch elektrischen Energietransport sowie Messtechnik und Grundlagen der Elektrotechnik an mehreren umgebenden Hochschulen.

Er arbeitet auf dem Gebiet von Hochspannungsmesstechnik und elektrischem Energietransport. Dazu veröffentlichte er in den letzten Jahren regelmäßig Konferenzbeiträge. Er ist Mitglied im Vorstand des VDE Nordwest-



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Messung von Teilentladungen bei Gleichspannung



Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje
Fachbereich
Elektrotechnik & Informatik
hartje@etech.hs-bremen.de

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 1



Übersicht

- Motivation
- Modell für die TE bei Gleichspannung
- Messtechnik für TE
- Normen
- Round-Robin-Test
- Ergebnisse der Messungen
- Zusammenfassung

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 2



Motivation

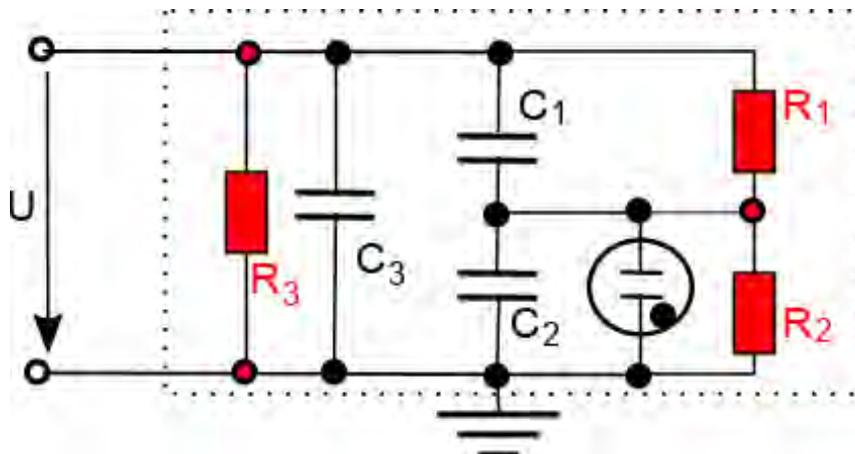
- Trichel (1938): Impulse vor negativer Spitze
- Entwicklung von Ersatzschaltbildern für AC
- HVDC wird nun vermehrt eingesetzt
- AC gut beforscht
- DC wenig beforscht, wenige Modelle
- TE-Messung für DC noch wenig spezifiziert
 - Interpretation
 - Kennzahlen, Typische Fehlerdiagramme

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 3



Modellbildung für DC

- AC-ESB mit Ergänzung DC



TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 4



Besonderheiten im Modell

- Temperaturabhängigkeit „R“ (lokal)
- DC: unabhängig über AC-Verhalten
- Unterschiede der Leitfähigkeit bei
 - Gleitendladungen (Oberfläche)
 - Volumen (Temperatur)
 - Material (Gas, Flüssig, Fest)
 - Verunreinigungen
 - Umgebung

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 5



Entstehung der TE an negativer Spitze (Trichel)

- Exponentiell fallende Feldstärke vor Spitze (RL-frei)
- Startelektron für Bildung von
 - Positiven Ionen
 - Negativen Elektronen
- Positive Ionen erzeugen an Kathode neue Entladungsvorgänge (Townsend)
- Anlagerung negativer Elektronen an Gase dämpft die weitere Entwicklung
- Negative Raumladung (RL) vor Spitze reduziert Feldstärke im hoch belasteten Feldraum
- Entladung wird verringert (Strom klingt ab)

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 6



Messung von TE bei DC

- Bestimmbare Merkmale
 - Wiederholung
 - Ladung
 - Spannungsabhängigkeit
- Messgeräte erlauben einzelne Impulse
- Normen
 - IEC 60270 : Messung der TE (auch bei DC)
 - (erste Produktnormen: zB: IEC65700-19: „Bushing for DC“)

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 7



Versuch mit 3 Laboratorien

- Definition von Messung und Verfahren
 - Senden im Kreis mit Abschlußprüfung
 - Was ist TE-Einsatzspannung?
 - Welche Schritte werden durchgeführt
- Auswahl von Probekörpern
- Grundlage: IEC 60270
- Nur ein digitaler Messgerätetyp verwendet

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 8



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Ist IEC 60270 ausreichend für HSB DC-Messungen?

- Versuch mit 3 Laboratorien
- Rotierende Probekörper (Round Robin)

■ Hochschule Bremen



■ Leibniz Uni Hannover



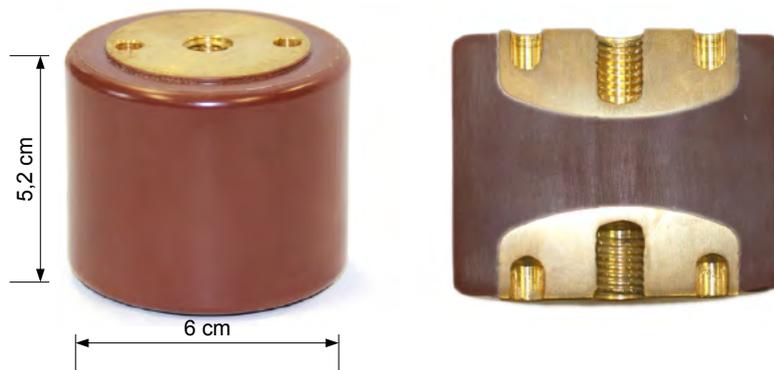
■ TU Graz



TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 9



Epoxydharzstützer mit produktionsbedingten Hohlräumen



- 4 Prüflinge für den Test { I1 ... I4 }

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 10

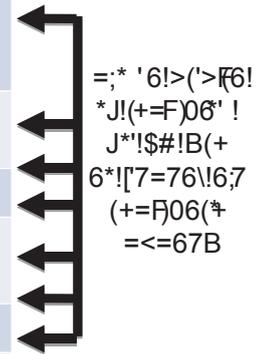


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Testprozedur

Step	Voltage	Measurement
\$. \$	^Y	'0B8!67=6!a6;!#.DIVN,=Z!BN! RbR-!0 6!\$.!R-5N!J*!D!B(+ '0B8!67=6!a6;!2#.DIVN,=Z!R-UN
\$. "0 \$. "1	-Yc -Y2	=6B!67=6!a6;!#.DIVNJ*!4#!=Z!R 5N =6B!67=6!a6;!#.DIVNJ*!4#!=Z!R 5N
\$. 4	^Y	>*+@(6*(+AZ!#R-5N _{AY} !J*!\$#!B(+
\$. C0 \$. C1	-Yc -Y2	\$.!R-5N _{AY} !J*!4#!B(+Z!T1!d \$.!R-5N _{AY} !J*!4#!B(+Z!T1!d
\$. D	^Y	>*+@(6*(+AZ!#R-5N _{AY} !J*!\$#!B(+
". e		'7876(6(#Z!B70=F7B7 +6=!0>*!@(+A!\$\$!2!\$.D
4.e		'7876(6(#Z!B70=F7B7 +6=!0>*!@(+A!\$\$!2!\$.D



b*F +@b*I (+!A7=6Z!!!Ä0!G^\$ M...!!!Ä0!&!!!...!!!Ä0! Y!!!...!!!Ä0!^ !G^ Mf!>)* =7@** 8

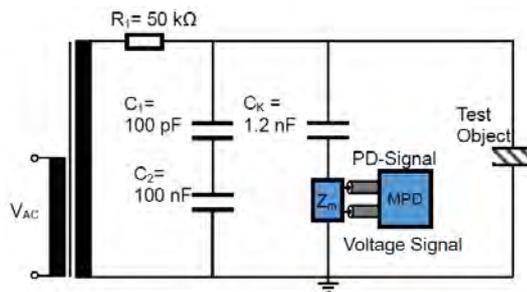
ÄÄ !# \$%&'()*+,- .!./01" #23456789



Messaufbau AC und DC

AC

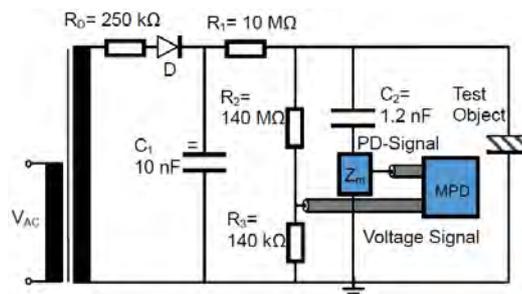
bbÄZ! = 7;' !K;+)(>;



DC

-Y!X80++F+A!
+0>;!5UY!Q##Q#2

bbÄZ!A7'(+AJOA(A!
F+67'=>;(7@);



ÄÄ !# \$%&'()*+,- .!./01" #23456789



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Einbettung der Proben



■ Unterschiedlich:

- A: Stickstoff, 0,6 MPa, Steuerelektroden;
- B,C: Esterflüssigkeit, keine Steuerelektroden

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 13



Messgeräteeinstellung

Parameters of PD measurement according to IEC 60270

- PD instrument: Omicron MPD 600
- noise level: < 1 pC (Lab A and B)
< 1.5 pC (Lab C)
- PD detection level: 1 pC (Lab A and B)
1.5 pC (Lab C)
- Frequency range: 100 kHz - 900 kHz (Lab A)
100 kHz - 400 kHz (Lab B and C)
- PD calibration of test setup: 10 pC
- Pulse train response: AC: yes
DC: no, record of each individual PD pulse
- **Criteria for PDIV:** three PD within 30 s (definition for this RRT)

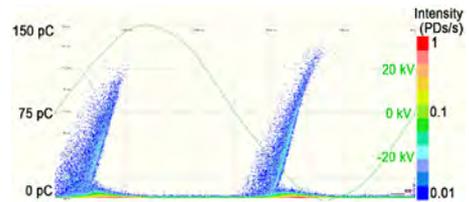
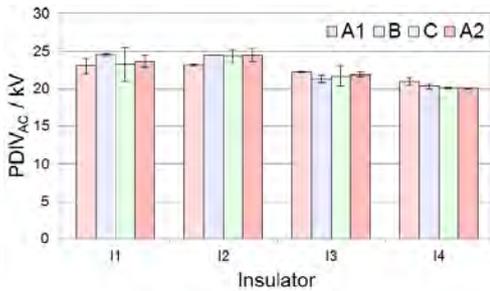
TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 14



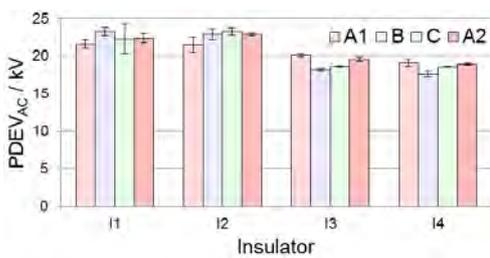
TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



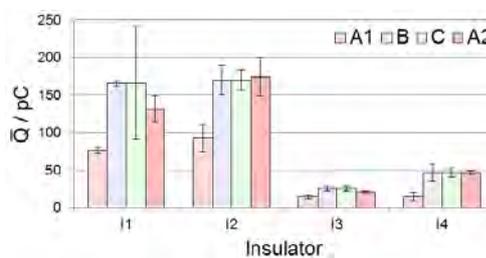
Ergebnisse AC



Typical PRPD pattern of an insulator



PDIV and PDEV at AC

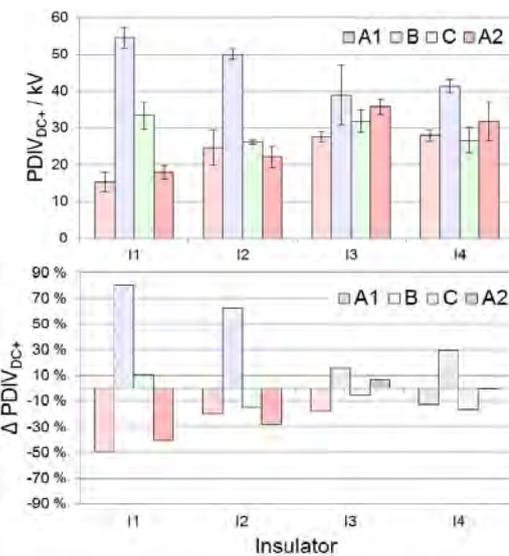


Apparent charge at 1.2 PDIV

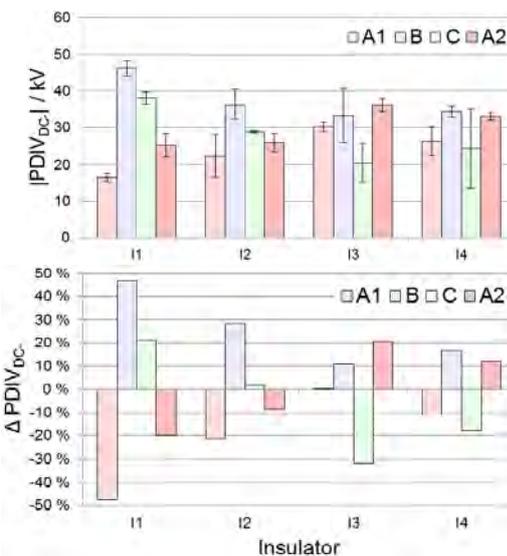
TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 15



Testergebnis TE bei DC



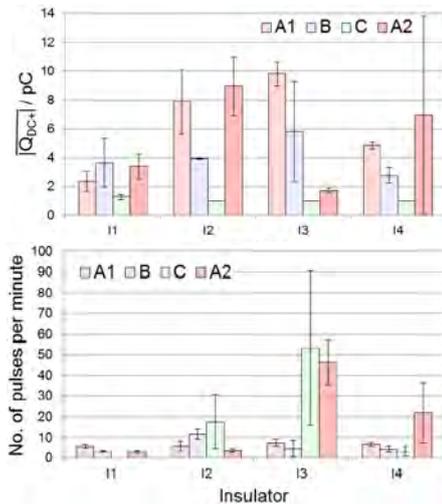
PDIV at DC of positive polarity



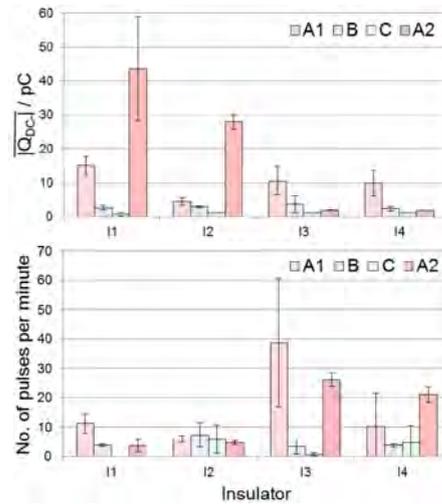
PDIV at DC of negative polarity

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 16

Ladung und Anzahl bei DC



Apparent charge and PD count at 1.2 PDIV at DC of positive polarity



Apparent charge and PD count at 1.2 PDIV at DC of negative polarity

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 17

Zusammenfassung

- TE-Messung bei DC in 3 Laboratorien
- Test- Objekte -prozedur -parameter definiert
- Unterschiede im RR-Test

	Ladung	Anzahl	PDIV	PDEV
AC	60 %	-	5 %	5 %
DC	> 200 %	> 100 %	80 %	-

- Epoxydharzstützer ist komplexes Objekt
 - Neue Versuchsreihe mit Nadel-Platte → FJ 2018
- Ergebnisse gehen ein in: CIGRE WG D1.63: PD Detection under DC Voltage Stress

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 18



Ausblick

- Verbessern und verändern des ESB
- Verbessern der Interpretation der Komponentenänderungen
- Sensitivitätsanalyse mit kleinen Änderungen am Wicklungsaufbau
- Untersuchung an anderen Objekten

TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 19



Zusammenfassung

- FRA ist ein Diagnose-Tool zur Detektion von Windungsdeformationen
- Bisher: Experten bewerten Grafiken
- Methode: Schätzen der Pole und Nullstellen aus der Eingangsimpedanz ermöglicht ESB-Komponenten zu schätzen
- Grobe Änderungen am Wicklungsaufbau ergeben deutliche Abweichungen
- Abweichungen können in ESB-Änderungen überführt werden

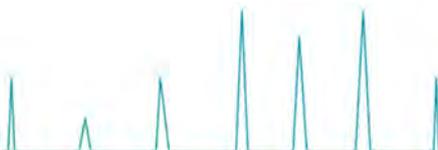
TLM 2017 Brilon /Dr. Ha, 2017-09-19 / 20



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber

Hochschule Zittau/Görlitz



Stefan Kornhuber studierte Elektrische Energietechnik an der Technischen Universität Graz. Er erhielt sein Diplom in 2005 und promovierte 2007. Bis 2006 arbeitete er an der Versuchsanstalt für Hochspannungstechnik Graz GmbH an der Technischen Universität Graz im Bereich von Hochspannungsprüfungen, Berechnung und Untersuchung transienter Vorgänge in der Energietechnik. Zwischen 2006 bis 2013 arbeitet er für Lemke Diagnostics GmbH und Doble Lemke GmbH in verschiedenen Bereichen. Ab Februar 2013 war er für ABB AG im Transformatorwerk in Halle tätig und leitet den Bereich Zustandsbeurteilung von Transformatoren und ab März 2014 die Prüffelder im Bereich Engineering Solutions. Im Oktober 2014 folgte er den Ruf an die Hochschule Zittau / Görlitz - Professur für Hochspannungstechnik / Theoretische Elektrotechnik. Die Forschungsschwerpunkte setzt er auf äußeren und inneren Grenzflächen von polymeren Isolierstoffen, deren Prüf- und Messmethoden und deren technischen Diagnostik. Er ist Mitglied von verschiedenen Arbeitsgruppen bei der CIGRE, IEC und dem DKE und leitet die Arbeitsgruppe CIGRE D1.58 und IEC TC 112 WG 3.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

VERGLEICH DER ERGEBNISSE DER DGA BEWERTUNG DURCH VERSCHIEDENE ALGORITHMEN IM MULTIDIMENSIONALEN RAUM DER FEHLERGASE

Stefan Kittan, Stefan Kornhuber
Hochschule Zittau/Görlitz

Einleitung

Transformatoren sind zentrale Betriebsmittel des elektrischen Energieversorgungssystems. Insbesondere in der heutigen Zeit wird die Zuverlässigkeit dieser Betriebsmittel durch verschiedene Faktoren, wie z.B. ein hohes Betriebsalter oder wechselnde Lastflüsse durch regenerative Energiesysteme, gemindert. Zusammen mit einem trägen Ausbau des Versorgungsnetzes führt dies zu einer angespannten Netzsituation. Durch eine Bewertung der Betriebszuverlässigkeit wesentlicher Transformatoren, kann dieser Sachlage entgegengewirkt werden. Daher wird im Rahmen des „SMART-TR“ Projektes die Entwicklung eines neuartigen Diagnosesystems für Leistungs- und Verteiltransformatoren angestrebt. Ziel ist dabei eine typübergreifende, herstellerunabhängige Lösung. Weiterhin werden primär keine Neuentwicklungen im Bereich der Diagnosemethoden angestrebt, da hier auf einen umfangreichen Wissensschatz zurückgegriffen werden kann. Vielmehr muss es gelingen alle zu einem Transformator verfügbaren Informationen bei der Diagnose einzubeziehen.

Ein wesentlicher Ansatz bei der Bewertung ölisolierter Transformatoren ist die Gas in Öl Analyse (Dissolved Gas Analysis – DGA). Daher wurde dieser Diagnoseansatz im Rahmen der Entwicklung des Diagnosetools genauer untersucht und in geeigneter Form implementiert.

Umsetzung wesentlicher DGA-Verfahren

Bei der DGA werden die Konzentrationen verschiedener im Öl gelöster Gase erfasst und anschließend bewertet. Je nach Zusammensetzung des Gasgemisches bzw. dem Anteil bestimmter Einzelgase, können Rückschlüsse auf im Transformator freigewordener Energien und somit auf den Betriebszustand

des Transformators gezogen werden. Dabei stehen zur Bewertung der Konzentrationsmesswerte verschiedenste Verfahren, wie z.B. die Schlüsselgasanalyse [1], die Verfahren nach Müller & Schliesing & Soldner (MSS) [2], Dörnenburg [3] oder Duval [4] [5], zur Verfügung. Eine Gemeinsamkeit aller Verfahren ist, dass entweder Gaskonzentrationen, Gasquotienten oder Gasanteile hinsichtlich dem Über- oder Unterschreiten vorgegebener Grenzen ausgewertet werden. Jedoch zeigen praktische Erfahrungen, dass die technischen Zusammenhänge nicht immer so eindeutig sind, wie dies die festen Grenzen suggerieren [6] [7] [8]. Um diesem Nachteil zu begegnen, wurden die gängigen DGA-Verfahren mit Hilfe von Fuzzy-Logik Modellen umgesetzt.

Alle Fuzzy-Controller wurden so entworfen, dass im Kern die zugrundeliegenden Diagnoseverfahren nachgebildet werden. Somit entsprechen die Ausgangsgrößen jedes Fuzzy-Controllers den möglichen Diagnoseaussagen des zugehörigen Interpretationsverfahrens. Neu ist, dass jeder Ausgangsgröße ein Vertrauenswert (cf) zugeordnet wird. Dabei ist die Verwendung von Vertrauenswerten, -faktoren o.ä. ein gängiger Ansatz, welcher in der Literatur zu finden ist [6]. Ein solcher Vertrauenswert ist als Maß für das Zutreffen einer Aussage zu interpretieren. Es sind jedoch keine Rückschlüsse auf Wahrscheinlichkeiten zulässig. Im vorliegenden Fall bedeutet:

- $cf = 0$: Kein Zutreffen der Aussage
- $cf = 1$: Aussage entspricht dem Ergebnis des scharfen Diagnoseverfahrens

Durch die Fuzzy-Logik wird es möglich für jede Diagnoseaussage Vertrauenswerte im gesamten Wertebereich von null bis eins zu bestimmen. In Bild 1 ist dieser Unterschied zwischen den scharfen und den fuzzifizierten

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Diagnoseverfahren veranschaulicht. Darin ist zu erkennen, dass die scharfen Verfahren mit Überschreiten einer Diagnosegrenze direkt von null auf eins umschalten. Dagegen reagieren die fuzzifizierte Verfahren bereits bei Annäherung an eine scharfe Diagnosegrenze. Dies veranschaulicht zum einen die Zustandsentwicklung am Transformator bei DGA-Werten zu verschiedenen Zeitpunkten. Zum anderen wird ein Grenzfall auch als solcher deutlich. In den scharfen Verfahren ist die Diagnose bei Grenzscheidungen durch die Wahl der Vergleichsoperationen definiert. Dagegen sind bei den fuzzifizierten Verfahren die Vertrauenswerte aller in Frage kommenden Diagnoseaussagen im Bereich von eins.

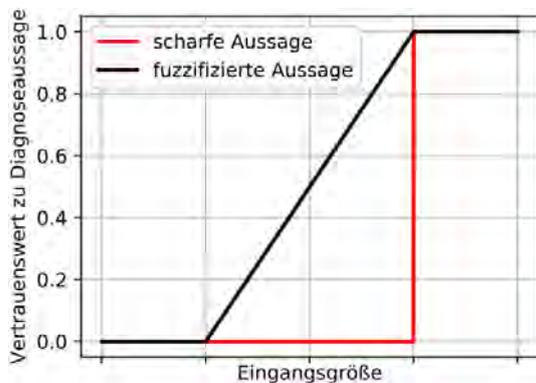


Bild 1: Unterschied zwischen scharfer und unscharfer Ergebnisbestimmung

Für die Umsetzung der grafischen Verfahren, wie z.B. das DUVAL-Pentagon, wurde ein anderer Ansatz gewählt. Jedoch wird durch diesen Ansatz das Verhalten der Fuzzy-Modelle nachgebildet. Hierzu werden die Kombination der Eingangswerte als Punkt und die vom Verfahren definierten Fehlerflächen als Polygone aufgefasst. Anschließend wird der Abstand d zwischen Punkt und Fehler-Polygonen bestimmt und der Vertrauenswert für jede Diagnoseaussage wie folgt berechnet:

$$cf_{Diagnose} = \begin{cases} 1; & \text{wenn } d = 0 \\ -\frac{d}{d_{max}} + 1; & \text{wenn } 0 < d < d_{max} \\ 0; & \text{wenn } d \geq d_{max} \end{cases}$$

Am Bsp. des GATRON-Dreiecks ergeben sich die in Bild 2 dargestellten erweiterten Fehlerflächen. Diese Darstellung ist als anschauliches Beispiel für alle fuzzifizierte DGA-Verfahren anzusehen. In der Abbildung entsprechen die einzelnen, farblich unter-

schiedenen Flächen den Fehlerflächen des Verfahrens. Zusätzlich ergeben sich an den Randbereichen Überlappungsgebiete, für welche Vertrauenswerte zwischen null und eins gelten. Dabei wird der Betrag des Vertrauenswertes durch die Transparenz des Punktes visualisiert.

Bild 3 zeigt alle umgesetzten DGA-Verfahren. Zusätzlich sind die möglichen Diagnoseaussagen zu jedem Verfahren zugeordnet. Dabei wird zwischen Fehlerdetektion und genauerer Fehlerspezifikation unterschieden. Die Fehlerspezifikation unterteilt sich in elektrische, thermische und spezielle Fehler. Beim Duval-Verfahren ist zu beachten, dass unabhängig vom Transformatorzustand eine Fehleraussage ausgegeben wird. Daher darf dieses Verfahren nur bei einem Fehlerverdacht, beispielsweise nachgewiesen durch ein zur Detektion geeignetes Verfahren, angewendet werden.

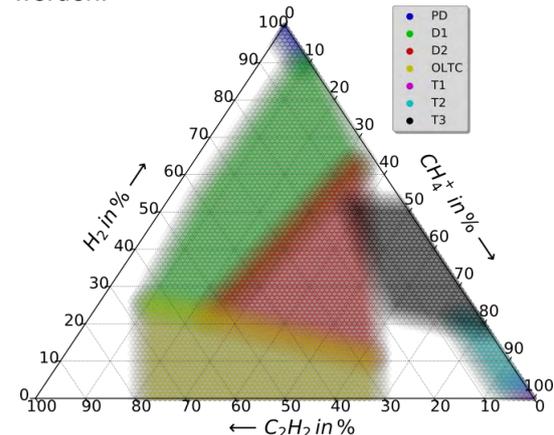


Bild 2: Veranschaulichung der Fuzzifizierung am Bsp. des GATRON-Dreiecks

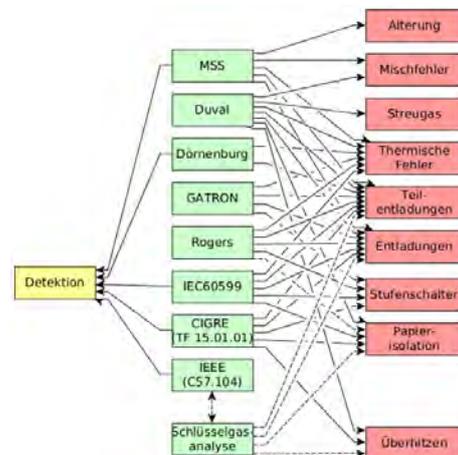


Bild 3: Umgesetzte DGA-Verfahren und Zuordnung möglicher Diagnoseaussagen

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Validierung der Fuzzy-Controller

Um sicherzustellen, dass die DGA-Verfahren korrekt implementiert wurden, musste eine Validierung durchgeführt werden. Hierzu wurden von FISCHER ET AL. publizierte Beispiele [7] nachgerechnet. Davon werden im Folgenden Fall 4¹ und Fall 1² näher diskutiert.

Um eine übersichtliche Darstellung der Diagnoseaussagen aller Methoden zu erhalten, müssen die Diagnoseergebnisse zusammengefasst werden. Ziel ist dabei eine fokussierte Darstellung, welche die möglichen Diagnoseaussagen auf ein vorliegendes Problem eines Transformators eingrenzt. Hierbei werden zunächst folgende Festlegungen getroffen:

- Teilentladungen (PD) werden nicht nach Energiegehalt unterschieden:

$$cf_{PD} = \max(cf_{PD}, cf_{PD1}, cf_{PD2})$$

- *Overheating* (O) wird als thermischer Fehler im Temperaturbereich $< 300^{\circ}\text{C}$ (T1) aufgefasst: $cf_{T1} = \max(cf_{T1}, cf_O)$

- *Arcing* (ARC) wird als hochenergetische Entladung (D2) aufgefasst:

$$cf_{D2} = \max(cf_{ARC}, cf_{D2})$$

Anschließend werden die Ergebnisse zu allen relevanten Diagnoseaussagen in einem Diagramm abgebildet. Hierzu werden die Diagnosen auf der horizontalen Achse und Vertrauenswerte auf der vertikalen Achse aufgetragen. Hierbei werden Diagnosen, für welche alle DGA-Verfahren Vertrauenswerte von null ausgeben, weggelassen. Zum Schluss werden über alle DGA-Verfahren in Hinblick auf jede Diagnoseaussage der minimale, mittlere und maximale Vertrauenswert ermittelt und im Diagramm eingetragen.

Durch diese Vorgehensweise ergibt sich für den Beispiel-Fall 4 das in Bild 4 dargestellte Diagramm. In den zusammengefassten Diagnoseergebnissen liegen der minimale, mittlere sowie maximale Vertrauenswert für die Diagnose *Fehler* auf 1,0. Dies bedeutet, dass alle Verfahren zur Fehlerdetektion ein Problem am betrachteten Transformator erkennen. Weiterhin erkennt ein Großteil der Verfahren die Teilentladungen, da $cf_{PD,max} = 1,0$ und $cf_{PD,mean} \approx 1,0$. Auch $cf_{PD,min}$ liegt im Bereich

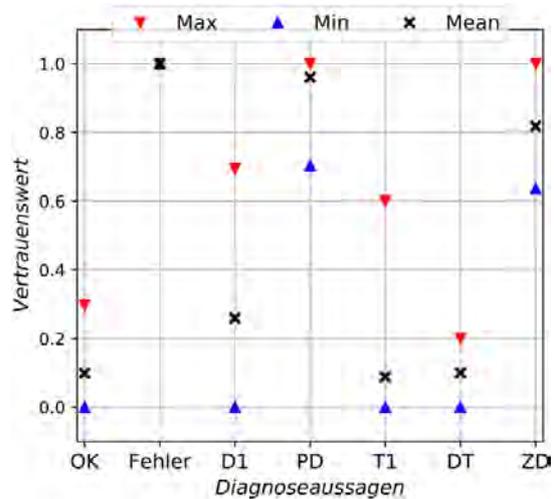


Bild 4: Zusammengefasste Diagnoseergebnisse zum Fall 4 (PD)

von 0,7 und zeigt damit deutliche Tendenzen zum Fehler PD. Die maximalen Vertrauenswerte zu den weiteren Diagnosen liegen im Bereich oder unterhalb von $cf_{PD,min}$ und können somit vernachlässigt werden. In den Diagnoseergebnissen sind zusätzlich noch deutliche Hinweise auf eine Papierbeteiligung zu erkennen. Diese Diagnosen kommen aus dem Verfahren nach Dörnenburg und CIGRE. Wobei die Aussagekraft von Dörnenburg für den vorliegenden Fall aufgrund der geringen Konzentrationen der Kohlenwasserstoffe eingeschränkt ist. Das CIGRE-Verfahren erkennt aufgrund des CO_2/CO -Quotienten Tendenzen zu einer thermischen Papierzersetzung, welche sich in $cf_{ZD,min}$ widerspiegeln. Zusammenfassend ist festzustellen, dass die betrachteten DGA-Verfahren die vorliegenden Fehler am Transformator zuverlässig identifizieren.

Die Diagnoseergebnisse zu Fall 1 sind in Bild 5 aufgeführt. Auch für diesen Fall wird eindeutig ein Fehler erkannt. Jedoch werden die Teilentladungen durch kein Verfahren sicher identifiziert ($cf_{PD,max} \approx 0,5$). Auch der thermische Fehler wird durch die verschiedenen Verfahren unterschiedlich eingeschätzt. Dabei gibt es Verfahren, welche die Überhitzung nicht erkennen ($cf_{T1,min} = 0$ und $cf_{T1,mean} < 0,5$). Zusätzlich werden die Fehlertemperaturen durch einige Verfahren überschätzt (cf_{T2} und cf_{T3}). Somit kann zu diesem Fall trotz der anerkannten DGA-Verfahren nur mit Erfahrungswissen eine gesicherte Diagnose ge-

¹ Transformator mit nachgewiesenen Teilentladungen (PD)

² Transformator mit Überhitzung (T1), Teilentladung (PD) und Papierbeteiligung (ZD)

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

funden werden. Bei der alleinigen Anwendung eines DGA-Verfahrens hängt das Diagnoseergebnis nicht allein von den Messwerten, sondern von der Wahl des Interpretationsverfahrens ab. Somit ist in Bezug auf das Zusammenwirken der verschiedenen DGA-Verfahren eine weitere Untersuchung notwendig. Ziel ist es dabei neue Erkenntnisse zu gewinnen, welche dem Anwender bei widersprüchlichen Diagnoseaussagen eine gesicherte Entscheidungsfindung ermöglichen. Zusätzlich sollen diese Erkenntnisse in der zu entwickelnden Diagnosesoftware berücksichtigt werden.

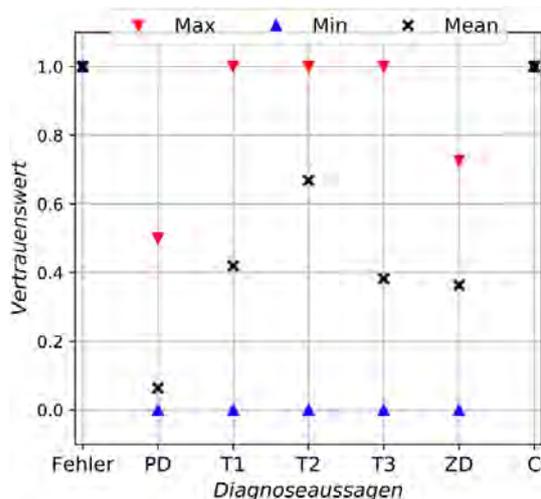


Bild 5: Zusammengefasste Diagnoseergebnisse zum Fall 1 (T1, PD, ZD)

Vergleich der DGA-Verfahren

Da nicht alle DGA-Verfahren direkt Gaskonzentrationen auswerten, ist die Vergleichbarkeit zwischen den Verfahren nicht gegeben. Um die Vergleichbarkeit auf analytischem Weg herzustellen ist es erforderlich, für Verfahren mit Gasquotienten anhand der angegebenen Grenzen Ungleichungssysteme aufzustellen und anschließend nach den einzelnen Gasen aufzulösen. Für die grafischen Verfahren müssen zunächst die Grenzen ausgelesen und anschließend der Lösungsweg über die Ungleichungssysteme verfolgt werden. Dieser Lösungsansatz ist aufwendig und wenig anschaulich. Daher wird ein Vergleich anhand einer relevanten Menge an Beispieldaten, im Wertebereich der zu betrachtenden Gase, bevorzugt.

Bei den chemischen Prozessen im Transformator-Öl entstehen Kohlenwasserstoffe mit

bis zu vier Kohlenstoffatomen [9]. Weiterhin betrachten MÜLLER ET AL. bei ihren Untersuchungen die folgenden Gase [2]: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , CO und CO_2 . Um die Analyse generisch und für zukünftige DGA-Verfahren offen zu gestalten, werden daher diese Gase als Eingangsgrößen betrachtet. Somit ergibt sich ein 10-dimensionaler Raum der Eingangsgrößen. Hieraus ergeben sich zwei Herausforderungen in Bezug auf die Datenmenge und auf die Ergebnisdarstellung. Diese Herausforderungen werden im Folgenden näher diskutiert und gelöst.

MONTE-CARLO-STUDIE ZUR DATENREDUKTION

Soll der Wertebereich jedes der zehn Gase betrachtet werden, ergibt sich eine schwer handzuhabende Menge an Wertekombinationen. Wird beispielsweise der Wertebereich jedes Gases durch zehn gleichverteilte Werte abgetastet, müssen bereits 10^{10} Kombinationen an Gaskonzentrationen betrachtet werden. Um die Menge an Wertekombinationen zu reduzieren ohne im relevanten Wertebereich auf interessante Gaskombinationen verzichten zu müssen und ohne weniger relevante Gaskonzentrationswerte komplett auszublenden, bietet die Monte-Carlo-Studie einen geeigneten Lösungsansatz. Dabei wird unter dem Begriff Monte-Carlo-Studie, die Betrachtung einer statistisch relevanten Menge an Zufallswerten, verstanden.

Für den Vergleich der DGA-Verfahren wurden hierzu 1 Mio Gaskombinationen generiert und durch den Diagnosealgorithmus ausgewertet. Der Wertebereich, aus dem die Zufallswerte bestimmt wurden, ist für jedes Gas an den durch die verschiedenen Methoden angegebenen Grenzwerten orientiert. Für die untere Grenze wurde jeweils 0 ppm festgelegt. Die obere Grenze ist ein aufgerundeter Maximalwert, welcher sich aus den Grenzwerten aller betrachteten Verfahren ableitet. Weiterhin sind Gaskonzentrationen an den Wertebereichsgrenzen weniger interessant, denn:

- Für geringe Gaskonzentrationen gilt, dass noch keine diagnostisch interessanten Prozesse stattfinden.
- Für sehr große Gaskonzentrationen ist anzunehmen, dass Fehler bereits sehr ausgeprägt sind.

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Die Häufigkeit bestimmter Zufallswerte kann über eine entsprechende Verteilungsfunktion gesteuert werden. Um den Fokus der Gaskonzentrationen auf die Wertebereichsmitte zu legen ist eine Beta-Verteilung mit den Parametern $a = b = 2$ geeignet. In dem folgenden Bild 6 ist dies anschaulich dargestellt.

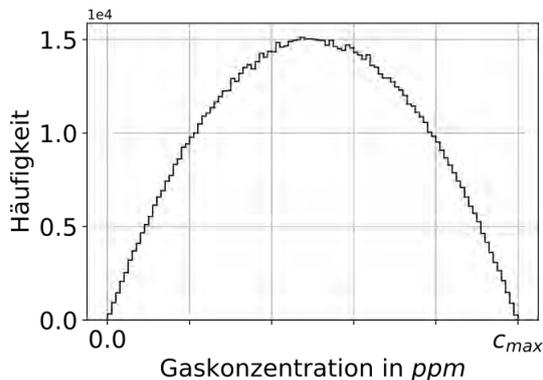


Bild 6: Bsp. einer Beta-Verteilung mit $a = b = 2$ zur Vorgabe der zufälligen Gaskonzentrationen

ERGEBNISAUFBEREITUNG UND DARSTELLUNG

Ergebnis der Monte-Carlo-Studie ist ein Datensatz mit $1Mio$ verschiedenen Kombinationen der Eingangsgase. Zu jeder Gaskombination sind weiterhin die Vertrauenswerte für jede Diagnose der einzelnen DGA-Verfahren gespeichert. Für eine gezielte Auswertung wurde dieser Datensatz wie folgt aufbereitet:

- Aufteilung in sechs Einzeldatensätze zu den wesentlichen Fehlern $D1$, $D2$, PD , $T1$, $T2$, $T3$
- Einfügen einer neuen Datenspalte *Klasse*
- In *Klasse* werden die DGA-Verfahren eingetragen, welche eine gesicherte Diagnoseaussage ($cf = 1$) zum aktuell betrachteten Fehler liefern.

Somit entstehen sechs klassifizierte Datensätze zu relevanten Fehlern am Transformator. Die Klassen zu jedem Datensatz bilden die DGA-Verfahren, welche Aussagen zum jeweilig betrachteten Fehlertyp liefern. Um neue Erkenntnisse aus diesen Datensätzen ablesen zu können, ist eine geeignete Darstellungsweise erforderlich.

Die anzuwendende Methode zur Visualisierung der Daten aus der Monte-Carlo-Studie muss geeignet sein die zehn Dimensionen der Eingangsdaten übersichtlich und nach-

vollziehbar darzustellen. Zusätzlich dürfen keine relevanten Informationen durch die Vielzahl an Datenpunkten verdeckt werden. Diese Ziele werden durch eine angepasste Streudiagramm-Matrix erreicht. In einem Streudiagramm werden die Daten eines Wertepaares punktweise in einem kartesischen Koordinatensystem aufgetragen. Für einen Datensatz mit mehr als zwei unabhängigen Variablen, können die Daten in einer Matrix aus Streudiagrammen visualisiert werden. Dabei werden die einzelnen Variablen sowohl an der horizontalen als auch an der vertikalen Achse aufgetragen. Somit wird jede mögliche Kombination der Variablen untereinander ermöglicht. Für jede Kombination wird ein Streudiagramm erstellt. In der Diagonalen der Streudiagramm-Matrix werden die Variablen auf sich selbst abgebildet. Damit dieser Diagrammplatz nicht ungenutzt bleibt, bietet es sich an die Häufigkeitsverteilung oder eine approximierte Wahrscheinlichkeitsverteilung jeder Variablen an dieser Stelle darzustellen. In Bezug auf die Analyse der DGA-Verfahren kann somit abgelesen werden, in welcher Größenordnung ein bestimmtes Gas für eine Diagnose vorhanden sein muss. Hierbei ist die Verteilungsfunktion der erstellten Zufallsvariablen zu beachten. Das heißt, eine inverse Parabel entspricht der Beta-Verteilung der Zufallsvariablen und bedeutet, dass das zugehörige Gas bei der Diagnose nicht berücksichtigt wurde. Die Daten über- und unterhalb der Diagonalen sind punktsymmetrisch und somit redundant. Daher werden in der oberen Hälfte die Streudiagramme abgebildet, so dass hier die Daten direkt repräsentiert werden. In der unteren Hälfte werden zweidimensionale Wahrscheinlichkeitsverteilungen, welche mittels Kerndichteschätzung aus den Daten ermittelt wurden, dargestellt. Dies ergänzt die Streudiagramme durch das Aufzeigen der Wertebereichsschwerpunkte einer Diagnose. Dies ist vor allem dann hilfreich, wenn einzelne Bereiche in den Streudiagrammen durch die Vielzahl an Datenpunkten unübersichtlich sind. Um außerdem der Verdeckung von Datenpunkten entgegenzuwirken, wird die Zeichenreihenfolge der Datenpunkte in den Streudiagrammen entsprechend der Anzahl der Datenpunkte in den einzelnen Klassen bestimmt. Zusätzlich wird die Größe der einzelnen Punkte mit jeder neuen Klasse ver-

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

kleinert, so dass neu eingezeichnete Punkte bereits vorhandene Punkte nicht verdecken. Aufgrund der Größe der resultierenden Streudiagramm-Matrizen muss auf eine vollständige Darstellung in diesem Artikel verzichtet werden. Jedoch ist in Bild 7 das Prinzip am Auszug aus der Streudiagramm-Matrix für die Diagnose Teilentladungen verdeutlicht.

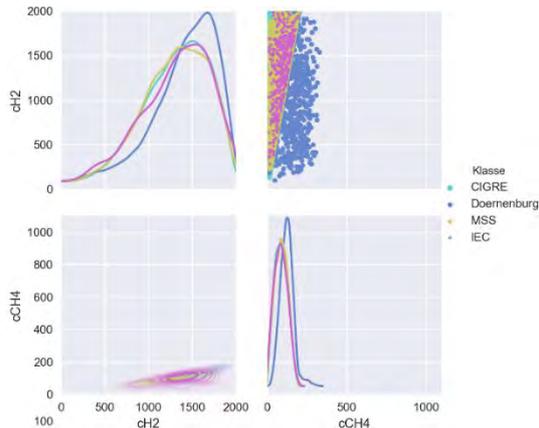


Bild 7: Auszug aus der Streudiagramm-Matrix für die Diagnose Teilentladung (zu sehen sind die Gase H_2 und CH_4)

AUSWERTUNG

Das physikalische Grundprinzip, welches den DGA-Verfahren zugrunde liegt, sind die verschiedenen Bildungsenergien der im Öl gelösten Gase. So entsteht beispielsweise Wasserstoff bereits ab 200°C und die Bildungsrate ist proportional zur Temperatur. Dagegen entsteht Ethin erst bei sehr hohen Temperaturen. Bild 8 zeigt dies für verschiedene im Transformatorenöl auftretende Gase. Da auch bestimmten Fehlern im Transformator bestimmte Temperaturbereiche zugeordnet werden können, sind Rückschlüsse von den im Öl gelösten Gasen auf einen vorherrschenden Fehler möglich. Somit bedeutet beispielsweise Ethin im Transformator, das entsprechend hohe Energien aufgetreten sind. Daher wird im Zusammenhang mit diesem Gas auf energiereiche Heißstellen oder Entladungen geschlossen.

Bei der Auswertung der Streudiagramm-Matrizen werden die Wertebereiche der einzelnen Gase, welche durch die verschiedenen DGA-Verfahren berücksichtigt werden, untereinander verglichen. Dabei sind die Gase interessant, bei denen sich die Verfahren im berücksichtigten Wertebereich unterschei-

den. Für diese Fälle müssen die Ursachen geklärt und auch mit dem physikalischen Grundprinzip abgeglichen werden. Das Anwendungsprinzip der Streudiagramm-Matrizen wird anhand zweier Beispiele verdeutlicht.

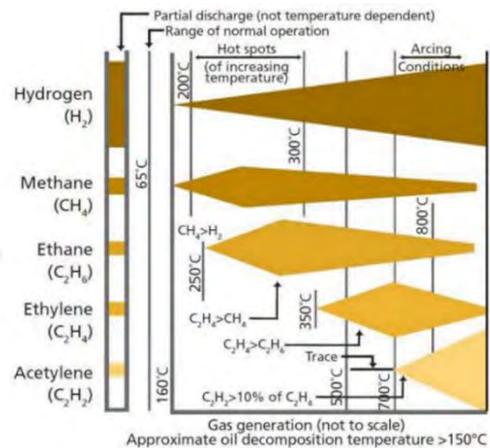


Bild 8: Gasbildungsraten verschiedener Fehlergase in Abhängigkeit der Temperatur; Nach [10]

Treten im Transformator Teilentladungen (PD) auf, sind nach GOLARZ die Gaskonzentrationen von H_2 und CH_4 die wichtigsten Indikatoren hierfür [10]. Weiterhin ist dieser Fehlertyp nach Bild 8 Temperaturunabhängig und die Bildungsrate von H_2 ist größer als die von CH_4 . Bild 7 (rechts oben) zeigt das Streudiagramm der entsprechenden Gase, für die Diagnose Teilentladung. Aus dem Streudiagramm geht hervor, dass alle betrachteten Verfahren sowohl die Konzentration von H_2 als auch die Konzentration von CH_4 bei der Teilentladungsdiagnose berücksichtigen. Weiterhin wird deutlich, dass die Konzentration von CH_4 bei der Diagnose nie größer $\approx 300\text{ppm}$ ist, die H_2 -Konzentration aber im gesamten betrachteten Wertebereich liegt. Dies ist mit den Gasbildungsraten r bei Teilentladungen zu begründen ($r_{H_2} \gg r_{CH_4}$) und daher plausibel. Weiterhin geht aus dem Streudiagramm hervor, dass alle Verfahren außer Dörnenburg eine Proportionalität zwischen den Bildungsraten beider Gase unterstellen. Das heißt diese Verfahren ordnen die Gaskonzentrationen nur dann einer Teilentladung zu, wenn bei steigendem H_2 -Gehalt auch der Anteil von CH_4 zunimmt. Eine weitere interessante Erkenntnis leitet sich aus Bild 9 ab.

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

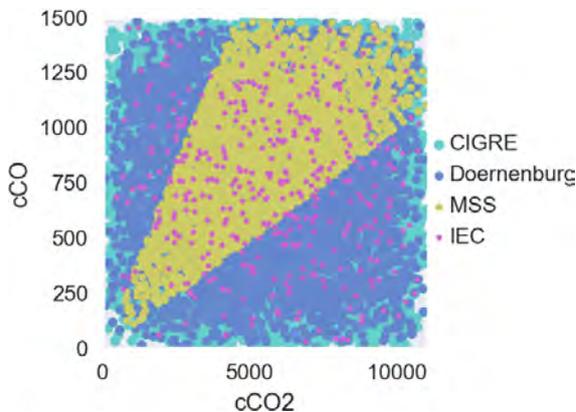


Bild 9: Betrachtung von CO und CO_2 bei der Diagnose von Teilentladungen mittels verschiedener DGA-Verfahren

Das Verhältnis der Gase CO und CO_2 ist ein Indikator für die Papieralterung oder für einen Fehler mit Papierbeteiligung. Im CO/CO_2 -Streudiagramm ist für das MSS-Verfahren eine trichterförmige Struktur zu erkennen. Diese zeigt, dass MÜLLER ET AL. eine Papierbeteiligung beim Auftreten von Teilentladungen unterstellen. Weiterhin bedeutet dies, dass Teilentladungen ohne Papierbeteiligung durch MSS nicht sicher diagnostiziert werden.

Für thermische Fehler mit hohen Fehlertemperaturen (T3) sind unter anderem die Gase H_2 und C_2H_2 für die Diagnose interessant. [10]. Daher wird nachfolgend das entsprechende Streudiagramm (Bild 10) analysiert um Rückschlüsse auf die hierfür geeigneten DGA-Verfahren zu ziehen. Aus Bild 8 geht hervor, dass sowohl r_{H_2} als auch $r_{C_2H_2}$ bei hohen Fehlertemperaturen groß sind und auch weiter ansteigen.

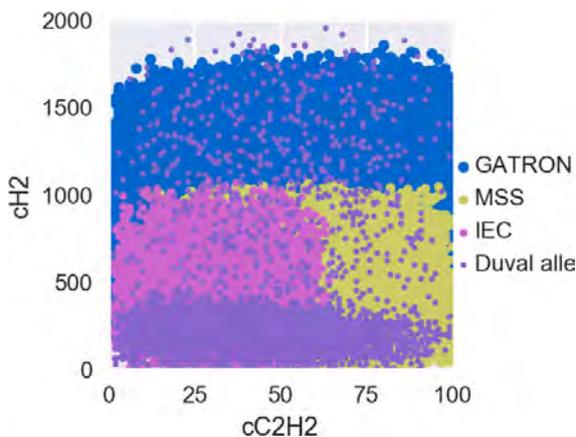


Bild 10: H_2/C_2H_2 -Streudiagramm für die Diagnose von T3-Fehlern

Im Streudiagramm wird deutlich, dass alle Verfahren die Gase zur Diagnose von T3-Fehlern berücksichtigen. Jedoch unterscheiden sich die Konzentrationswertebereiche für positive Diagnosen zwischen den Verfahren deutlich. Für das Duval-Verfahren zeigt sich ein Schwerpunkt der Diagnosen bei kleinen H_2 -Konzentrationen. Zusätzlich treten bei Duval im gesamten H_2 -Wertebereich weitere vereinzelte T3-Diagnosen auf. Eine Fokussierung auf niedrige H_2 -Werte ist nicht nachvollziehbar, da ausgehend von den temperaturabhängigen Gasbildungsrate eher hohe H_2 -Konzentrationen für T3-Fehler zu erwarten sind. Diese obere Wertebereichsbegrenzung für H_2 ist auch bei den anderen Verfahren zu beobachten:

- $c_{\max MSS} = c_{\max IEC} \approx 1000ppm$
- $c_{\max GATRON} \approx 1800ppm$

Zusätzlich ist für das IEC-Verfahren auch eine Wertebereichsbegrenzung von $c_{C_2H_2}$ bei $\approx 65ppm$ zu sehen. Somit werden durch das IEC-Verfahren nur T3-Fehler diagnostiziert, wenn die auftretenden H_2 - und C_2H_2 -Konzentrationen in den unteren Abschnitten der Wertebereiche liegen. Dies steht im klaren Widerspruch zu den zu erwartenden Gaskonzentrationen nach Bild 8.

Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des „SMART-TR“ Projektes wird die Entwicklung eines neuartigen Diagnosesystems für Leistungs- und Verteiltransformatoren angestrebt. Als Teil der Entwicklungsarbeit wurden gängige Verfahren zur Interpretation der Gas-in-Öl-Messwerte umgesetzt. Da die dabei angewendeten scharfen Entscheidungsgrenzen die technisch-physikalischen Zusammenhänge nicht immer korrekt wiedergeben, wurde bei der Umsetzung auf die Methode der Fuzzy-Logik zurückgegriffen. Zur Validierung der Fuzzy-Controller wurden Datensätze aus der Literatur nachgerechnet. Dabei hat sich gezeigt, dass sich die DGA-Verfahren in einigen Fällen widersprechen können. Somit ist eine eindeutige Diagnose nur auf Basis der DGA-Verfahren nicht immer möglich. Um diesen Umstand näher zu untersuchen, wurde eine Monte-Carlo-Studie zum Vergleich der DGA-Verfahren durchgeführt. Dabei wurden die Diagnoseaussagen nach den wesentlichen Fehlertypen aufgeteilt und hinsichtlich der DGA-Verfahren klassifiziert.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Die klassifizierten Datensätze können mit Hilfe von angepassten Streudiagramm-Matrizen übersichtlich dargestellt werden.

Für die weiteren Untersuchungen ist eine eingehende Analyse der Streudiagramm-Matrizen angedacht. Dabei wird auch die Rücksprache mit Erfahrungsträgern aus dem Bereich der Gas-in-Öl-Analyse angestrebt. Ziel der Untersuchung ist es Erkenntnisse zu widersprüchlichen Diagnoseaussagen der DGA-Verfahren zu gewinnen. Diese Erkenntnisse sollen die Anwendungsfreundlichkeit der DGA-Verfahren verbessern und im zu entwickelnden Diagnosetool berücksichtigt werden.

Danksagung

Das Projekt „Zustandsbewertung von Leistungs- und Verteiltransformatoren der elektrischen Energietechnik (Smart Grid - Smart Monitoring)“ wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung gefördert.

FKZ: SC03FH026PB5
GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung



Literatur

- [1] A. B. B. M. S. Ltd, Service Handbook for Transformers, ABB Management Services Limited, 2007.
- [2] R. Müller, H. Schliesing und K. Soldner, „Prüfung und Überwachung von Transformatoren durch Analyse der im Öl gelösten Gase,“ *Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 73, Heft 23*, 1974.
- [3] N. A. Muhamad, B. T. Phung, T. R. Blackburn und K. X. Lai, „Comparative study and analysis of DGA methods for transformer mineral oil,“ in *Proc. Power Tech, 45-50*, 2007.
- [4] M. Duval, „A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers,“ *IEEE Electrical Insulation Magazine (Volume:18, Issue: 3)*, pp. 8-17, 2002.
- [5] M. Duval und L. Lamarre, „The Duval Pentagon - A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers,“ *IEEE Electrical*

Insulation Magazine (Volume:30, Issue: 6), pp. 9-12, 11 2014.

- [6] J. J. Dukarm, „Transformer oil diagnosis using fuzzy logic and neural networks,“ in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vancouver, BC, 1993.
- [7] M. Fischer, J. A. Patil und S. Tenbohlen, „Interpretation der Gas-in-Öl-Analysen von Leistungstransformatoren durch Einsatz von Fuzzy Logik mit dem Ziel einer präziseren IT-gestützten Zustandserfassung,“ *ETG-Fachberichte; Diagnostik elektrischer Betriebsmittel (Volume: 104)*, pp. 415-420, 2006.
- [8] K. Spurgeon, W. H. Tang, Q. H. Wu, Z. J. Richardson und G. Moss, „Dissolved gas analysis using evidential reasoning,“ *IEE Proc.-Sci. Meas. Technol*, Bd. 152, pp. 110-117, 5 2005.
- [9] M. Eklund, P. Jarman und G. Newesely, *Transformer oil handbook*, Schweden, Nynas, 2010.
- [10] J. Golarz, „Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) techniques and interpretations,“ in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D)*, 2016.

Anschrift

Dr.-Ing. Stefan Kittan
Hochschule Zittau/Görlitz
Fakultät Elektrotechnik und Informatik
FB Elektrotechnik
FG Hochspannungstechnik

Theodor-Körner-Allee 16
02763 Zittau

Tel.: +49 3583 6124771
Mail: S.Kittan@HSZG.de

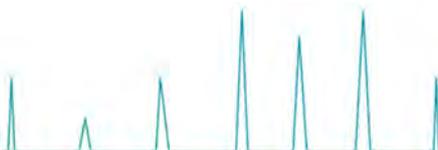
Web: <https://www.hszg.de/f-ei/hspt/>



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Mohammad Akbari Azirani

Leibniz Universität Hannover



Mohammad Akbari Azirani wurde in Isfahan, Iran geboren. Er absolvierte ein Bachelorstudium der Elektrotechnik an der K.N. Toosi University of Technology in Theran. Seinen Masterabschluss erhielt er im Fach Elektro- und Informationstechnik von der Leibniz Universität Hannover und ist seit April 2016 ebendort als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management (Schering-Institut), tätig. Herr Akbaris Forschungsschwerpunkte liegen u.a. im Bereich der Zustandsüberwachung und-bewertung von Leistungstransformatoren.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

DEVELOPMENT OF A NEW LOW-COST DGA SYSTEM

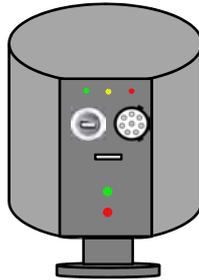


M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

Leibniz Universität Hannover
Institute of Electric Power Systems

ENERGY SUPPORT

Division of High Voltage Engineering and Asset Management, Schering-Institute



Motivation



- **Formation of characteristic gases in case of faults in the insulation of transformers**
 - **Partial discharge**
 - **Hydrogen, Methane**
 - **Discharges / electric arcs**
 - **Hydrogen, Ethine**
 - **Hot Spots / thermal overheating**
 - **Methane, Ethene, Hydrogen**
 - **Cellulose paper decomposition**
 - **Carbon monoxide, Carbon dioxide**
- **Identification of the root cause of the fault**



© Schering-Institut



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Motivation

11
102
1004 Leibniz
Universität
Hannover

- Idea: Development of a cost-effective and compact monitoring system for hermetically sealed transformers
- Diffusion from insulation liquid into gas cushion
- Advantages of a fault-gas monitoring system in the gas cushion
 - On-site measurement
 - Warning and alarm
 - Fault gas level
 - Trend



© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

Slide 3



Sensor System

11
102
1004 Leibniz
Universität
Hannover

- Environmental conditions
 - Large temperature and pressure range
 - Low oxygen level
 - Vibrations
- Integrated standard sensors
 - Temperature
 - Pressure
 - Oxygen content
 - Relative humidity
- Fault gas sensors
 - Sensor SA: Schottky diode
 - Sensor SB: Catalytic type gas sensor



© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

Slide 4

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Principle of Measurement

1/1
10/2
100/4
Leibniz
Universität
Hannover

- **Transformer-like ambient conditions**
 - Air or nitrogen environment
 - Pressure: from 600 to 1400 mbar
 - Temperature: from -10 to 60 °C
 - Relative humidity: < 10 %
- **Addition of hydrogen**
 - 1 ml steps till 20 ml
 - 20 ml steps till 60 ml
- **Conversion into hydrogen concentration (ppm) via ideal gas law**



© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

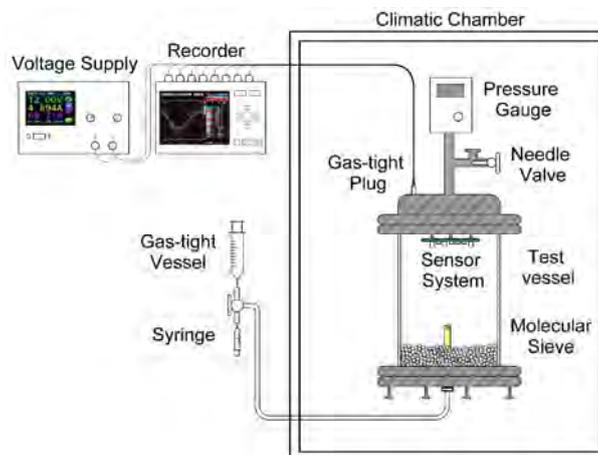
Slide 5



Test Setup

1/1
10/2
100/4
Leibniz
Universität
Hannover

- **Test conditions**
 - Variation of temperature, pressure and H₂ content

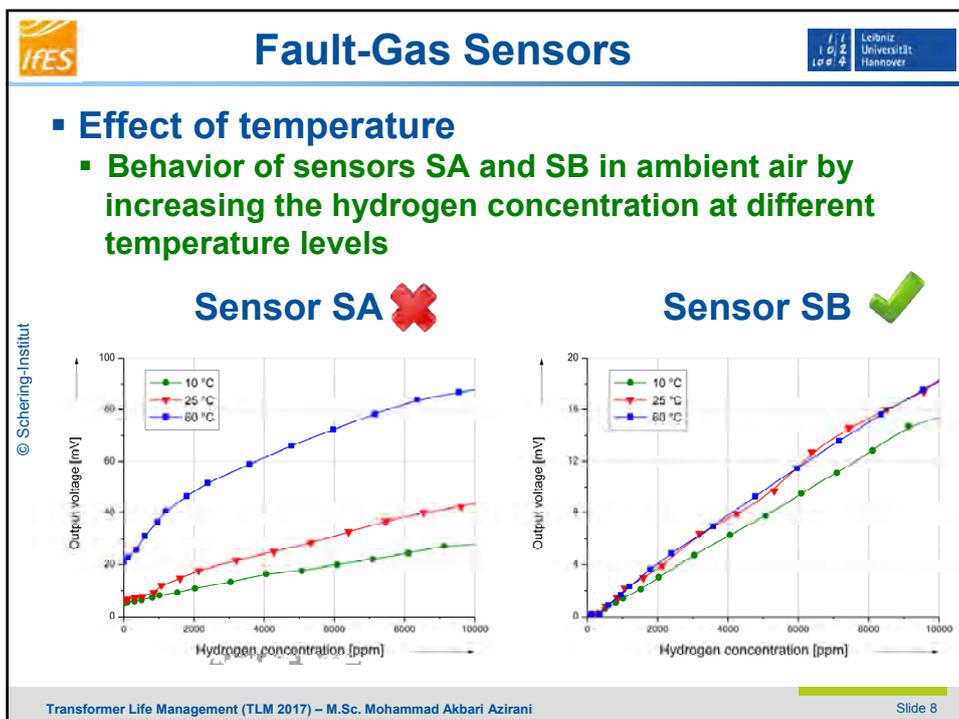
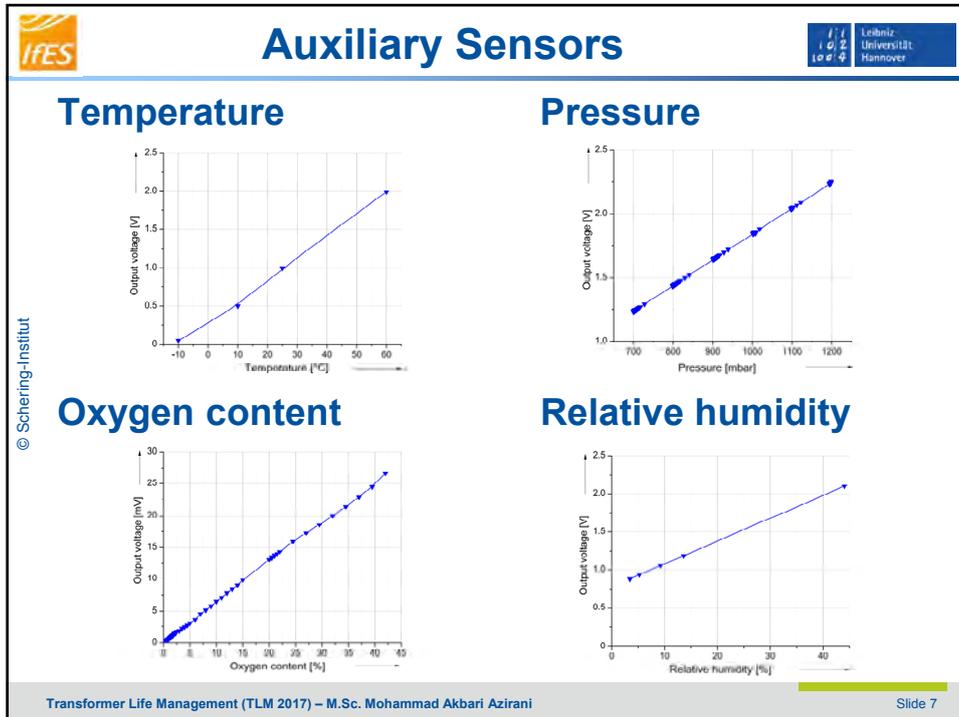


© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

Slide 6

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

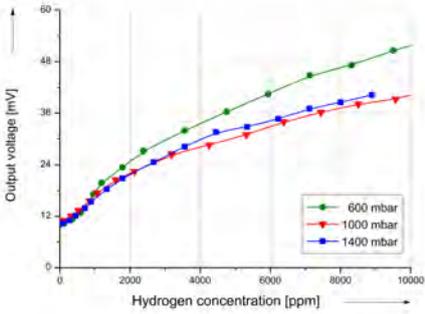


Fault-Gas Sensors

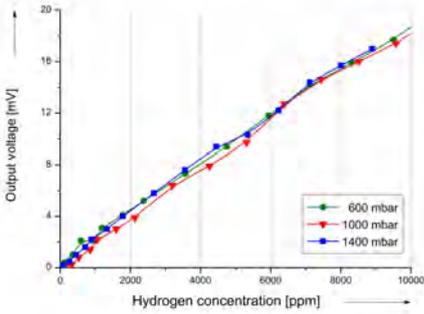


- **Effect of pressure**
 - **Behavior of sensors SA and SB in ambient air by increasing the hydrogen concentration at different pressure levels**

Sensor SA ❌



Sensor SB ✅



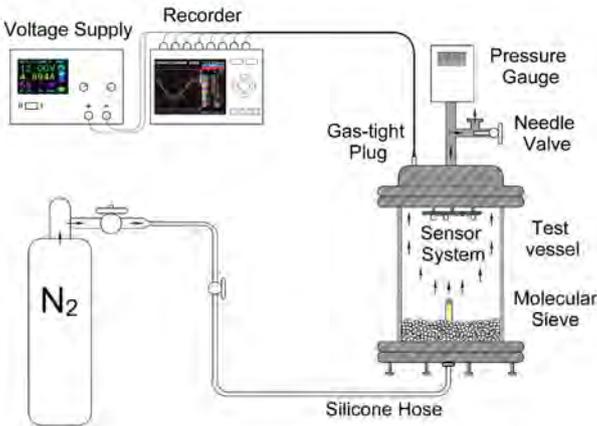
© Schering-Institut
Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani
Slide 9



Test Setup



- **Test conditions**
 - **Variation of oxygen content of the test vessel**



© Schering-Institut
Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani
Slide 10

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

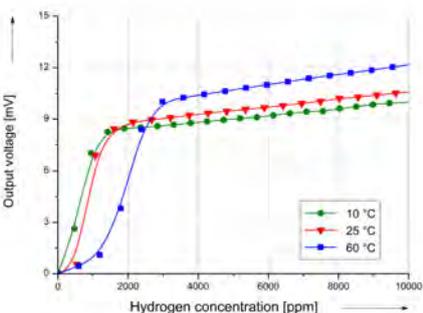


Fault-Gas Sensor SB

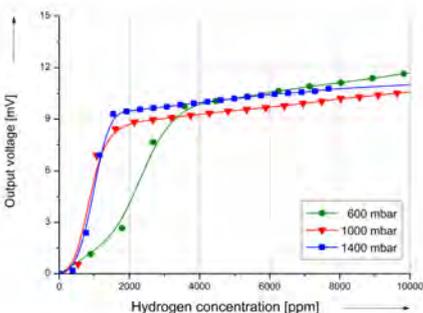


- **Effect of temperature and pressure**
 - Behavior of the sensor SB in nitrogen by increasing the hydrogen concentration at different temperature and pressure levels

Temperature



Pressure



© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

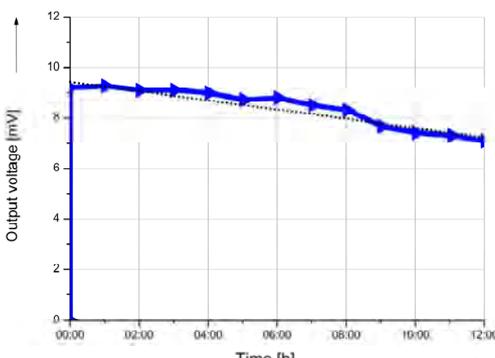
Slide 11



Fault-Gas Sensor SB



- **Long term stability**
 - Behavior of sensor SB in nitrogen by adding 3000 ppm of hydrogen at room temperature and ambient pressure
 - Decrease ratio of 0.2 mV/h → Optimized method

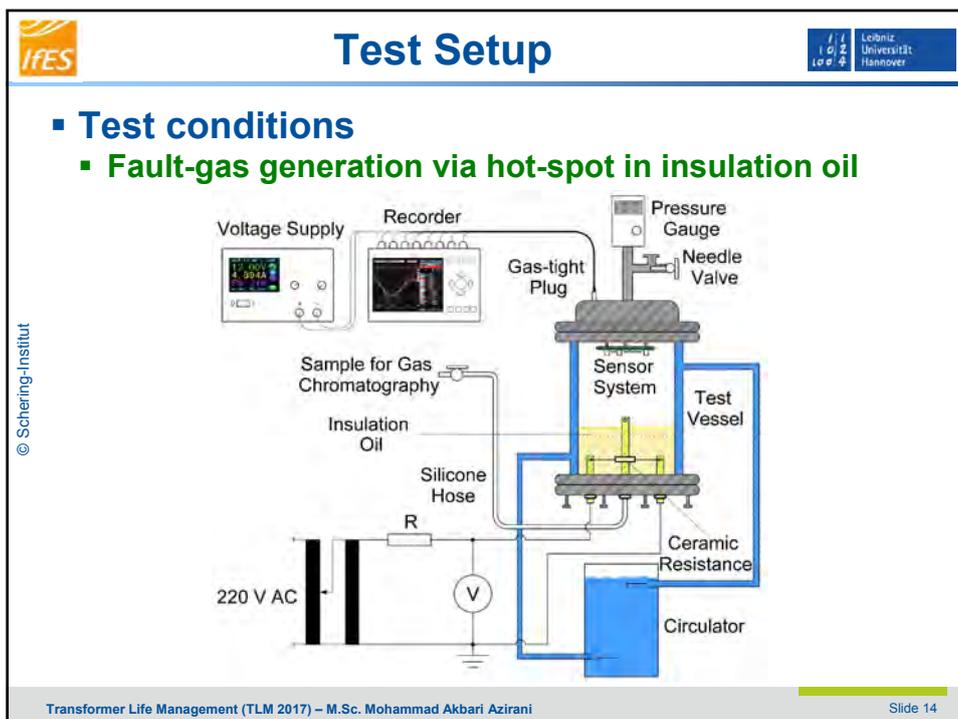
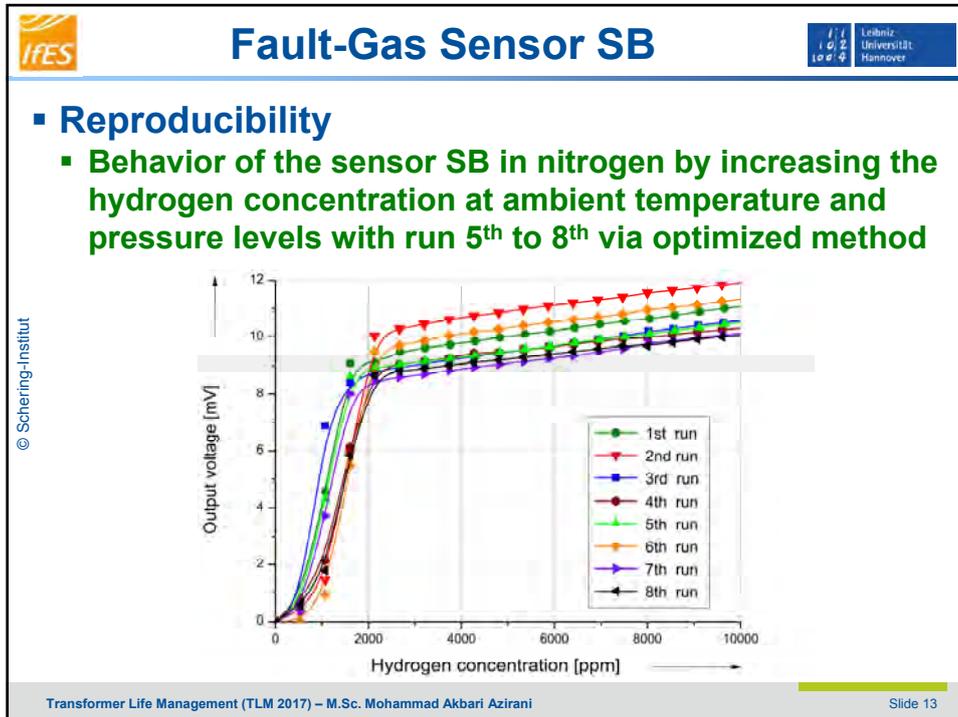


© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

Slide 12

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE





Fault-Gas Sensor SB

11
102
1004
Leibniz
Universität
Hannover

- **Effect of Insulation oil**
 - Behavior of the sensor SB in nitrogen by fault-gas generation in insulation oil via hot-spot
 - Current flows through a ceramic resistance leading to punctual heat
 - Circulator ensures stable temperature conditions in the gas cushion
 - Sensor SB is installed on the lid of the test vessel
 - Fault gas concentration determination via hourly gas chromatography



© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

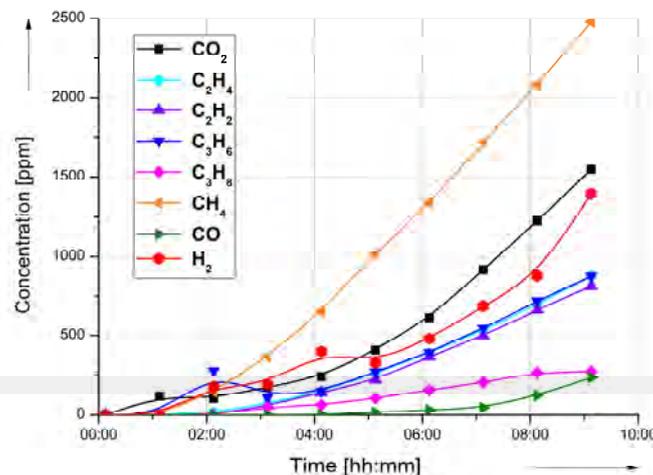
Slide 15



Fault-Gas Sensor SB

11
102
1004
Leibniz
Universität
Hannover

- **Effect of Insulation oil**
 - Nearly linear rate of fault-gas formation



© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

Slide 16

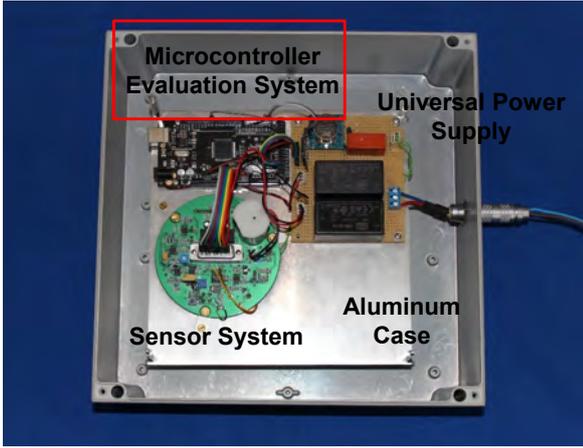
TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Functional Laboratory prototype



- Ready-to-install laboratory prototype
 - Microcontroller board ARDUINO MEGA



© Schering-Institut



- ATmega2560
- 16 MHz crystal oscillator
- Analog and digital I/Os
- SD-Card reader and real-time clock

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

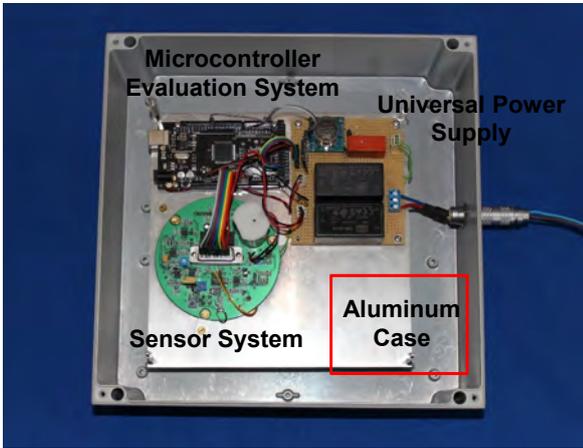
Slide 17



Functional Laboratory prototype



- Ready-to-install laboratory prototype
 - Die-cast aluminum case



© Schering-Institut



- Gas-tight plug for the power supply
- ISO-KF flange for installation

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

Slide 18

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



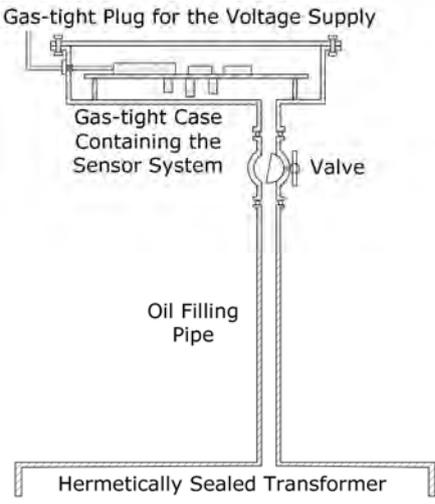
Functional Laboratory prototype



- **160 kVA hermetically sealed transformer**



© Schering-Institut



Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani
Slide 19



Functional Laboratory prototype



- **Laboratory tests with the prototype**
 - **Functional laboratory prototype with built-in sensor system installed on a hermetically sealed transformer**
 - **Fault-gas generation via PD in the windings**

© Schering-Institut



Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani
Slide 20



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Conclusion



- **Sensor system developed consisting of auxiliary and fault-gas sensors**
- **Investigation on characteristic behavior of various sensors under variation of temperature and pressure at a model in the lab**
- **Tests on real transformers in the lab**
- **Low cost sensor with warn and alarm levels for all fault gases and moisture**
- **Field tests to be finalized**
- **Outlook: Conversion of this system into a system working in oil**

© Schering-Institut

Transformer Life Management (TLM 2017) – M.Sc. Mohammad Akbari Azirani

Slide 21



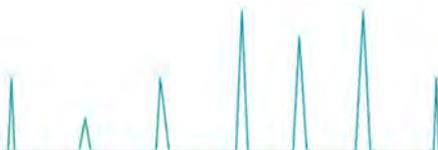
Source: ETH Zürich



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Sebastian Schreiter

HTWK Leipzig



Sebastian Schreiter studierte an der HTWK Leipzig und an der Fernuniversität Hagen Elektrotechnik. Nach dem Studium arbeitete er bei der ABB AG im Bereich Engineering Solutions, wo er sich vor allem mit den unterschiedlichen Aspekten der Diagnostik von Leistungstransformatoren beschäftigte und für die ABB Gruppe als Projektleiter für verschiedene Forschungs- und Entwicklungsprojekten wirkte. Danach wechselte er zur 50 Hertz Transmission GmbH, wo er im Bereich Asset Management tätig war. Seit Januar 2016 ist er Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energietechnik der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der HTWK Leipzig.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Diagnostik von Leistungstransformatoren: Anspruch und Wirklichkeit

Sebastian Schreiter, Peter Werle, Gerd Valtin, Holger Lohmeyer

I. Einführung

Leistungstransformatoren als Knoten-punkte der Übertragungs- und Verteilungsnetze besitzen für die Sicherung einer hohen Energieversorgungsqualität eine zentrale Bedeutung. Unter Beachtung der zunehmenden Bedeutung und Auslastung der Elektroenergienetze im Hinblick auf die unterschiedlichen regenerativen Einspeisemöglichkeiten und Lastflüsse ist die Zuverlässigkeit und Qualität der jeweiligen Betriebsmittel im gesamten Lebenszyklus zu erkennen und zu gewährleisten.

Deshalb ist es für Betreiber von Transformatoren von elementarem Interesse, den Zustand der Transformatoren zu kennen und sich anbahnende Fehler frühzeitig zu identifizieren, um im Fehlerfall schnelle und fundierte Entscheidungen treffen zu können.

Zu diesem Zweck wurden verschiedene Messverfahren, welche zum Teil beim spannungslosen Transformator, zum Teil auch während des Betriebs angewandt werden können entwickelt, um die oben genannten Fragen zu beantworten.

II. Vorstellung eines neuen Forschungsvorhabens

Aufgrund der eingangs dargestellten Wichtigkeit von Transformatoren und der Vielfalt von bekannten Diagnoseverfahren ist es für einen Betreiber von Interesse, die wichtigsten und zielführendsten Methoden auszuwählen, um zum einen ungeplante Ausfälle zu vermeiden und zum anderen eine zustandsorientierte Instandhaltung durchführen zu können. Bei der Anwendung dieser diagnostischen Verfahren stehen für den Betreiber folgende Ziele im Vordergrund:

- Sichere Indikation von Zuständen, welche nicht dem Originalzustand entsprechen und sich negativ auf den

Betrieb auswirken könne (im Folgenden Fehler), wenn solche vorhanden sind

- Vermeidung einer falschen Fehlerindikation (Fehler wird angezeigt, obwohl keiner vorliegt)

Im Falle des Vorliegens eines Fehlers sind für den Betreiber folgende Fragen wichtig:

- Welche Fehlerart liegt vor?
- Wo liegt der Fehler?
- Wie groß ist das Risiko, welches mit dem Fehler einhergeht?
- Wie lang kann der Transformator noch betrieben werden?

Dabei ist, wie in Bild 1 schematisch dargestellt, die Relevanz der Antwort auf die genannten Fragen in umgekehrter Reihenfolge. D.h. für einen Betreiber ist die Frage nach dem „Wie lange kann der Transformator noch betrieben werden“ und „Wie hoch ist das Ausfallrisiko“ von höherer Bedeutung als die Frage nach der Fehlerart. Vielmehr wird versucht, aus der Fehlerart, Antworten auf die anderen Fragen abzuleiten.

Welche Fehlerart?

Wo liegt der Fehler?

Wie groß ist das Risiko?

Wie lange?



Bild 1: Schematische Darstellung der Fragestellungen der diagnostischen Untersuchung in Bezug auf deren Relevanz

Deshalb sollen anhand einer großen Zahl realer Fälle die Ergebnisse der diagnostischen Untersuchungen, die daraus abgeleiteten Fehlerfälle und der tatsächliche Befund am dazugehörigen Aktivteil untersucht werden.

Zu diesem Zweck wurde ein Forschungszusammenschluss zwischen dem Schering-Institut der Leibniz Universität Hannover, der HTWK Leipzig und der ABB AG

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

in Halle gegründet, um genau diese Fragestellungen zu beantworten. Dabei werden vorhandene Befunde anonymisiert mit den vorhandenen diagnostischen Befunden verglichen.

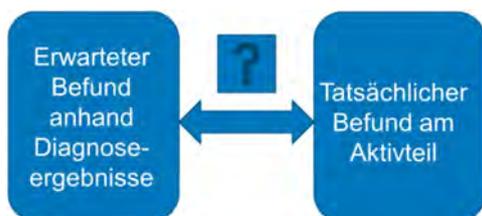


Bild 2: Schematische Darstellung des Vergleichs realer Befunde mit erwarteten Befunden.

III. Gas-in-Öl-Analyse

Ein Ergebnis dieser Forschungszusammenarbeit soll nachfolgend vorgestellt werden. Dazu wurden zunächst die langjährig gesammelten Ergebnisse von ölanalytischen Untersuchungen, vor allem die der Gas-in-Öl-Analyse untersucht.

IV. Hintergrund

Grundlage der Gas-in-Öl-Analyse ist die Umwandlung des aus unterschiedlichen Kohlenwasserstoffen bestehenden Mineralöls in andere chemische Bestandteile unter Zufuhr von Energie. Im Normalbetrieb des Transformators werden dabei nur geringe Konzentrationen dieser Spaltprodukte wie die bekannten Fehlergase (Wasserstoff, Methan, Ethan usw.) gebildet und im Öl gelöst. Im Fehlerfall ist jedoch der Energieeintrag ins Mineralöl größer und es werden höhere Konzentrationen der Fehlergase gebildet, welche sich zunächst ebenfalls im Öl lösen. Die Konzentration der unterschiedlichen Fehlergase ist dabei maßgeblich von der Art und der Intensität des Fehlers (oder des Energieeintrags der fehlerhaften Stelle) abhängig. Die Bewertung einer Gas-in-Öl-Analyse beruht dann darauf, beim Überschreiten typischer Gaskonzentrationen anhand der Fehlergaszusammensetzung auf die verursachende Fehlerart zu schließen [1]. Fehler werden normalerweise in die Fehlerarten Teilentladungen, Entladungen hoher oder niedriger Energie und thermische Fehler, welche typischerweise in 3 Temperaturbereiche eingeteilt werden, unterschieden [1].

Traditionell wird die Gas-in-Öl-Analyse so durchgeführt, dass in regelmäßigen Abständen eine Ölprobe am Transformator entnommen wird, daraus das Gas aus dem Öl extrahiert und anschließend gaschromatisch die Anteile der unterschiedlichen Gase bestimmt werden [2].

Alternativ zu dieser regelmäßigen Ölprobenentnahme kann auch ein Messgerät in den Ölkreislauf eingebaut werden, welches ständig oder in kurzen Abständen, die im Öl gelösten Gase bestimmt. In Abhängigkeit der Bauart eines solchen Monitoring Geräts können entweder alle bewertungsrelevanten oder nur ausgewählte Gase erfasst werden. Folglich ist es für den Betreiber wichtig zu wissen, welche der Gase hinreichend erscheinen, um einen Fehlerfall zu erkennen. Deshalb wurden mit einem Datensatz von mehr als 18.000 Gasproben untersucht, ob sich Zusammenhänge zwischen den einzelnen Gaskomponenten ableiten lassen.

V. Korrelationsbestimmung

Als Maß für einen Zusammenhang zweier oder mehrerer Größen kann eine Korrelation verwendet werden. Dabei wird das Ergebnis, der Korrelationskoeffizient, beispielsweise einen Wert zwischen minus eins und eins annehmen, wobei Null für keine Korrelation, eins für eine ideale positive Korrelation (absoluter Zusammenhang zwischen zwei Größen) und minus eins für einen idealen negativen Zusammenhang steht. Dabei wird jedoch keine Aussage über die Ursache dieses Zusammenhangs getroffen.

Ein (positiver) Zusammenhang zeigt im Fall der Gas-in-Öl-Analyse, dass eine erhöhte Gaskonzentration des einen Gases auch mit einer erhöhten Gaskonzentration eines anderen Gases einhergeht. Dies würde bedeuten, dass das erste Gas das zweite „anzeigt“. Die Ursache ist dann im verursachenden Fehler, nicht aber bei einem der beiden Gase zu suchen.

Die Berechnung der Korrelationskoeffizienten erfolgt gemäß Gleichung (1) [3]. Werden nun in diese Gleichung alle Wertepaare jeder Gas-Kombination einbezogen und die Korrelationskoeffizienten miteinander verglichen, können besonders geeignete Gase zur Fehleridentifikation gefunden werden, welche



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

hinreichende Hinweise auf ein Gesamtbild liefern können.

$$r = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - x_m) * (y_i - y_m)}{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - x_m)^2} * \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - y_m)^2}} \quad (1)$$

Mit:

r	Pearson-Korrelationskoeffizient
X	Gesamtheit aller Werte des ersten Gases
Y	Gesamtheit aller Werte des zweiten Gases
x_i	einzelner Wert des ersten Merkmals
y_i	einzelner Wert des zweiten Gases
x_m	Mittelwert aller Werte des ersten Gases
y_m	Mittelwert aller Werte des zweiten Gases
i	Laufvariable
N	Anzahl der Proben

Der Korrelationskoeffizient wird also gebildet, indem die Kovarianz, d.h. die durchschnittliche Abweichung der beiden Merkmale von ihrem Mittelwert auf das Produkt ihrer Streuung, d.h. jeweils dem Durchschnitt aller quadrierten Abweichungen der beiden Merkmale, bezogen wird.

VI. Auswahl der Daten

Um nur geeignete Daten miteinander zu vergleichen, wurden die vorhandenen Analyseergebnisse hinsichtlich folgender Eigenschaften betrachtet und bei Abweichungen aus der Betrachtung ausgeschlossen:

- Ölraum, aus welchem die Ölprobe stammt
- Kontakt zu atmosphärischer Luft
- Art der Isolierflüssigkeit

So wurden nur Proben, die aus dem Transformator-kessel stammten (beispielsweise von Ölprobenentnahmestelle „oben“ oder „unten“) betrachtet. Proben aus anderen Ölräumen, etwa aus Durchführungsdomen, wurden nicht verwendet. Außerdem wurden nur Ergebnisse von Mineralöl verwendet. Die Transformatoren durften nicht in Hermetikbauweise oder einem anderen hermetisch geschlossenem System ausgeführt sein. Um zu vermeiden, dass zu viele neue Transformatoren die Ergebnisse beeinflussen, welche ihr typisches Gasverhalten noch nicht entwickelt haben, wurden nur solche Proben mit einbezogen, deren Probenentnahmedatum mindestens ein Jahr jünger als das Baujahr des Transformators ist.

War zu einem Transformator mehr als ein Analyseergebnis vorhanden, so wurde pro Jahr

maximal ein Ergebnis mit in die Berechnung einbezogen, um zu vermeiden, dass gleiche Fehler mehrfach betrachtet wurden.

VII. Ergebnisse

Das Ergebnis der Korrelationen aller Proben mit allen Gasen ist in Tabelle 1 dargestellt. Dabei wurden zur Veranschaulichung die Korrelations-koeffizienten in Anlehnung an [4] mit farbigen Bereichen hinterlegt, wobei folgende Farben und Bezeichnungen verwendet wurden:

- $r < 0,35$ kein Zusammenhang (nicht farblich gekennzeichnet)
- $r \pm 0,35$ bis $\pm 0,5$ *weniger starker Zusammenhang (gelb)*
- $r \pm 0,5$ bis $\pm 0,7$ *mittlerer Zusammenhang (rot)*
- $r > \pm 0,7$: *starker Zusammenhang (violett)*

Aus den Bezeichnungen der Gase in der ersten Spalte bzw. der obersten Zeile kann die Gaspaarung bestimmt werden, für welchen die resultierenden Korrelations-koeffizienten in den dazugehörigen Feldern vermerkt sind. Dabei wurden doppelte Gaspaarungen und Korrelationen eines Gases mit sich selbst nicht dargestellt, deshalb sind die Felder oberhalb der Diagonale freigelassen.

Wie aus Tabelle 1 zu entnehmen ist, wurden *starke* Zusammenhänge nur für die Gaspaarungen Ethen-Methan und Propen-Ethen festgestellt. Diese Heißstellen-Gase weisen untereinander *mittlere* Zusammenhänge auf. Dies war zu erwarten, da alle diese Gase von thermischen Fehlern hervorgerufen werden und die entsprechenden Gasproben die gleichen Ursachen enthalten werden.

Allerdings ist zu erkennen, dass gerade Wasserstoff, welches vor allem auf das Auftreten von Teilentladungen hinweist, mit keinem anderen Gas in Zusammenhang steht. Auch Ethin, welches vor allem mit Entladungen und energiereichen thermischen Problemen in Zusammenhang gebracht wird, korreliert nur *weniger stark* bzw. *mittel* mit Propen bzw. Propan.

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Tabelle 1: Berechnete Korrelationskoeffizienten (alle Proben)

	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	C3H8	C3H6
H2							
CH4	0,390						
C2H6	0,231	0,676					
C2H4	0,213	0,739	0,666				
C2H2	0,197	0,338	0,235	0,340			
C3H8	0,132	0,435	0,466	0,330	0,540		
C3H6	0,116	0,600	0,663	0,810	0,434	0,386	

Um diese Zahlen zu veranschaulichen, wurden exemplarisch die Gaspaarungen Methan-Ethen und Wasserstoff-Ethin in Bild 3 und Bild 4 graphisch dargestellt: Jeder Kreis im Diagramm steht für ein Analyseergebnis, welches im Zuge einer Ölprobe analysiert wurde. Für die Gaspaarungen Methan-Ethen wurde ein Korrelationskoeffizient von 0,739 berechnet.

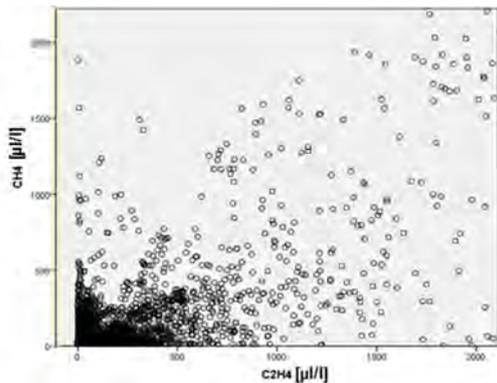


Bild 3: Graphische Darstellung der zugrundeliegenden Probenergebnisse für Methan und Ethen

Die Analyseergebnisse, welche einen solchen Zusammenhang hervorrufen sind in Bild 3 veranschaulicht. Dort ist zu erkennen, dass bei höheren Ethenkonzentrationen auch die Methan-konzentrationen tendenziell höher ausfallen. Dieser Zusammenhang gilt jedoch nicht für alle Proben. Im Bereich geringerer Gaskonzentrationen befinden sich sehr viele Analyseergebnisse, so dass hier eine Aussage über Zusammenhänge nicht sinnvoll möglich ist. Da aber hier auch keine Fehler zu vermuten sind, stellt dies kein Problem dar.

Bild 4 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Wasserstoff und Ethin. Der Korrelationskoeffizient für dieses Paar wurde mit 0,197 als *schwach* berechnet. Im Diagramm ist zu erkennen, dass ein solcher Zahlenwert durch ein uneinheitliches Verhalten

hervorgerufen wird: Es gibt Proben mit hohen Wasserstoff, aber geringen Ethin Konzentrationen, umgekehrt gibt es hohe Ethinkonzentrationen mit geringen Wasserstoffkonzentrationen, nur bei wenigen Proben sind beide Gaskonzentrationen hoch.

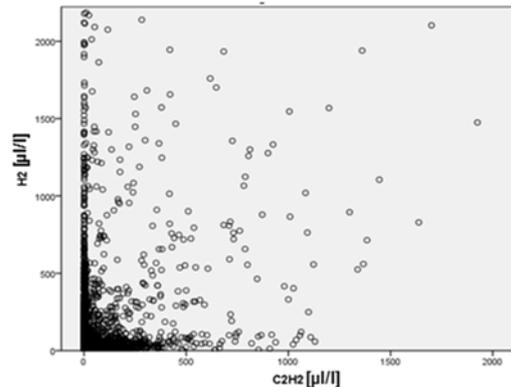


Bild 4: Graphische Darstellung der zugrundeliegenden Probenergebnisse für Wasserstoff und Ethin

VIII. Korrelationen erhöhter Gaskonzentrationen

Wie in den Diagrammen zu erkennen ist, wurden für die Berechnung der Korrelationskoeffizienten alle ausgewählten Proben einbezogen. In Bild 3 und Bild 4 ist ersichtlich, dass bei geringen Gaskonzentrationen nicht korrelierende Häufungen auftreten. Nun werden aber geringe Gaskonzentrationen im normalen, fehlerfreien Betrieb eines Transformators auch erwartet und sind damit für eine Fehlerbetrachtung eigentlich uninteressant. Deshalb wurden in einem zweiten Berechnungsgang nur Proben untersucht, in welchen jeweils ein Gas über einem Richtwert lag, um dann die Korrelationen zu den jeweils anderen Gasen zu berechnen. Die Richtwerte lehnen sich an die unteren 90%-Werte, wie er in IEC 60599 [1] beschrieben werden sowie an [5] an und sind in Tabelle 2 zusammengefasst.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Tabelle 2: Verwendete Richtwerte für erhöhte Gaskonzentration

Gas	Verw. Wert zur Auswahl
H ₂ [ppm]	50
CH ₄ [ppm]	30
C ₂ H ₆ [ppm]	20
C ₂ H ₄ [ppm]	60
C ₂ H ₂ [ppm]	20
C ₃ H ₈ [ppm]	500
C ₃ H ₆ [ppm]	300

Die Ergebnisse dieser Betrachtung sind in Tabelle 3 dargestellt. Die Tabelle ist so zu lesen, dass im ersten Feld jeder Zeile das Gas, für welches der Richtwert angewandt wurde, aufgeführt ist und in den folgenden Feldern der Korrelationskoeffizient mit den Gasen, welche in der jeweiligen Spalte im Kopf angegeben ist.

Wird beispielsweise Wasserstoff betrachtet, so muss der Zeile Wasserstoff gefolgt werden. Dabei ergibt sich, dass für Proben, welche einen Wasserstoffgehalt, der größer als der in Tabelle 2 angegebene Wert (50 ppm) ist, einen Korrelationskoeffizient bspw. mit Methan 0,353 und Ethan mit 0,187 usw. aufweisen.

Die Felder der Korrelation mit demselben Gas sind entsprechend freigelassen. Die Felder sind analog zum vorherigen Vorgehen farblich hervorgehoben.

Wie aus Tabelle 3 zu entnehmen ist, korrelieren auch bei ausschließlicher Betrachtung auffälliger Proben vor allem die Heißstellengase miteinander. Auch treten bei erhöhten Propan-konzentrationen erhöhte Ethinkonzentrationen auf (Ethin „zeigt Propan an“). Jedoch gilt der umgekehrte Fall nur eingeschränkt: Erhöhte Ethinkonzentrationen korrelieren mit Methan und Propen *weniger stark* und mit Propan *mittelstrak*. Auch Wasserstoff wird nur durch Methan und dies auch *weniger stark* angezeigt.

Tabelle 3: Berechnete Korrelationskoeffizienten (nur erhöhte Proben)

	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	C3H8	C3H6
H2		0,353	0,187	0,179	0,179	0,088	0,089
CH4	0,348		0,641	0,718	0,326	0,384	0,572
C2H6	0,180	0,652		0,641	0,225	0,405	0,640
C2H4	0,367	0,735	0,681		0,321	0,332	0,794
C2H2	0,333	0,351	0,318	0,331		0,654	0,453
C3H8	0,172	0,401	0,173	0,214	0,928		0,314
C3H6	0,213	0,521	0,678	0,758	0,430	0,393	

Wird nun ein einzelnes Gas gesucht, welches alle anderen Gase „anzeigt“, so müssen die Spalten und dort jeweils die Korrelationskoeffizienten betrachtet werden.

Dabei ist zu erkennen, dass lediglich Methan alle anderen Gase (außer Kohlenstoffdioxid und –monoxid) „anzeigt“, wenngleich hier unterschiedlich starke Zusammenhänge festgestellt werden.

Da die Korrelationskoeffizienten einen globalen Wert einer größeren Probenmenge anzeigen, gibt es aber natürlich auch immer einige Fälle, bei denen ein Zusammenhang zwischen bspw. Ethin und Wasserstoff besteht und andere Analysenergebnisse bei denen dies nicht der Fall ist. Wird beispielsweise die Kombination Wasserstoff und Ethin betrachtet, so ist bei Ethinkonzentrationen von mehr als 30 ppm nur in 30 Prozent der Fälle die Wasserstoffkonzentration größer als 50 ppm. Damit erscheint Wasserstoff als ein schlechter Indikator für Ethin.

IX. Korrelation der Gase bei thermischen Fehlern

Da die dargelegten Untersuchungen zeigen, dass die Gase, welche Heißstellen anzeigen durch Wasserstoff nicht hinreichend angezeigt werden können, wurden in einer weiteren Betrachtung nur Fälle betrachtet, welche thermische Fehler indizieren. Dazu wurden aus allen Proben nur die Fälle ausgewählt, welche erhöhte Gaskonzentrationen gemäß Tabelle 2 aufwiesen und deren Gaszusammensetzung gemäß IEC 60599 [1] auf eine Heißstelle hinweisen. Für die so identifizierten Fälle wurden danach erneut die Korrelationskoeffizienten bestimmt. Das Ergebnis dieser Betrachtung ist in Tabelle 4 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Heißstellengase sehr gut untereinander



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

korrelieren, jedoch auch hier insbesondere Wasserstoff kein anderes Gas anzeigt.

Tabelle 4: Berechnete Korrelationskoeffizienten (nur für thermische Fehler)

	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	C3H8	C3H6
H2							
CH4	0,337						
C2H6	0,190	0,740					
C2H4	0,102	0,719	0,739				
C2H2	0,055	0,140	0,437	0,224			
C3H8	0,137	0,413	0,665	0,457	0,110		
C3H6	0,064	0,580	0,741	0,859	0,361	0,454	

Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde zunächst ein neues Forschungsvorhaben vorgestellt, in welchem anhand von echten Fehlerbefunden und den dazugehörigen Ergebnissen diagnostischer Untersuchungen die Aussagekraft einzelner Methoden oder Kombinationen daraus untersucht werden soll.

Im zweiten Teil dieses Beitrags wurde ein erstes Teilergebnis vorgestellt. Hierbei wurde der Zusammenhang zwischen den unterschiedlichen, bei der Gas-in-Öl-Analyse erfassten Gasen anhand von mehr als 18000 realen Ölproben einer großen Transformatorenpopulation mit Hilfe der Korrelationskoeffizienten untersucht. Dabei konnte gezeigt werden, dass ein starker Zusammenhang zwischen den Heißstellengasen besteht. Wobei Ethin und Wasserstoff durch jeweils andere Gase weniger stark angezeigt werden.

Das einzige Gas, welches alle Fehlergase für erhöhte Gaskonzentrationen anzeigt ist Methan, allerdings ist dabei der Zusammenhang zwischen Methan und Wasserstoff nur gering ausgeprägt.

Soll nun ein einzelnes Gas dazu verwendet werden, untypisches Gasverhalten anzuzeigen, ist anhand der hier vorgestellten Ergebnisse am ehesten Methan geeignet, allerdings muss auch hier damit gerechnet werden, dass in manchen Fällen sich erhöhende Gaskonzentrationen nicht angezeigt werden können.

Im weiteren Verlauf des Forschungsvorhabens sollen deshalb auf konkrete Fehlerfälle eingegangen werden um dort

konkrete Gase, für eine vereinfachte Fehlerindikation abzuleiten.

X. Literaturhinweise

[1] IEC 60599 ed. 2.1, „Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis“, Mai 2007.

[2] IEC 60567 ed. 4.0, „Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases - Guidance“, Okt. 2011.

[3] S. M. Ross, *Statistik für Ingenieure und Naturwissenschaftler / Sheldon M. Ross. Aus dem Amerikan. übers. von Carsten Heinisch*, 3. Aufl. München: Elsevier, Spektrum, Akad. Verl., 2006.

[4] R. Schmid, *Optimierung des Reinvestitionszeitpunktes von Öltransformatoren durch systematische Anlagenwertführung und Zustandsbeurteilung*, Dissertation, Technische Universität Graz, Österreich. Wien: OVE, 2010.

[5] Reinhard Müller, H. Schliesing, und K. Soldner, „Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse“, *Elektrizitätswirtschaft Jg 76 Heft 11*, Bd. 11, Nr. 1977, 76.

Ansprechpartner

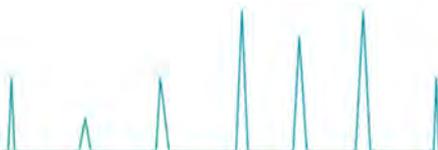
Sebastian Schreiter
HTWK Leipzig
Wächterstraße 13
04107 Leipzig
Sebastian.schreiter@htwk-leipzig.de



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Gaby Luckey

ABB AG, Brilon



Gabriele Luckey ist bereits seit mehr als 25 Jahren für die ABB AG in Brilon tätig.

Sie arbeitete im Bereich Vertrieb RESIBLOC Transformatoren und betreute die Mediterranean Countries sowie die Länder im Nahen und Mittleren Osten. Heute ist sie bei der ABB AG Brilon verantwortlich für die Accounts ÖL&Gas sowie Nuklear.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Trockentransformatoren in Mittel- und Hochspannungsanwendungen

Gabriele Luckey

ABB Portfolio

ABB in Brilon entwickelt, fertigt und vertreibt Gießharztransformatoren und ist weltweit innerhalb des Konzerns Entwicklungszentrum für die RESIBLOC Technologie. Diese spielen seit über 40 Jahren eine bedeutende Rolle in der Energieverteilung. Sie sind umweltfreundlich und arbeiten auch unter extremen Umweltbedingungen zuverlässig und effizient. Die flexible Fertigungstechnologie erlaubt die Konstruktion von speziell auf ihre Anwendung konzipierten Transformatoren. Dazu zählen beispielsweise Doppelstocktransformatoren, Mehrwickler, Einphasentransformatoren und spezielle Ausführungen wie z.B. mit Lastschaltern oder besonderen Kühlsystemen. Mehr als 60.000 RESIBLOC Transformatoren hat ABB bislang weltweit gefertigt



Bild 1: RESIBLOC Gießharztransformator

Vorteile

- Sicherheit für Menschen und Umwelt
- Geringste Brandgefahr
- Keine Wartung und Umweltverschmutzung
- Verringerte Kosten für Baumaßnahmen
- Einsetzbar in extremsten Umgebungsbedingungen
- Erhöhte Widerstandsfähigkeit gegen Kurzschlusskräfte
- Gutes Verhalten bei seismischen Belastungen

Mit Leistungen bis 60 MVA und Spannungen bis 72,5 kV bietet ABB mit dem RESIBLOC ein individuell angepasstes Produkt an, das den internationalen Normen IEC 60076-11 ANSI oder IEEE entspricht.

Weitere wichtige Vorteile der Technologie liegen in dem Potenzial zur Kosteneinsparung. Die spezielle Bauweise reduziert den Bedarf an Ersatzteilen und die Wartungsarbeiten auf ein Minimum. Durch die neuentwickelten EcoDry-Transformatoren wird durch Verlustoptimierung eine noch höhere Energieeffizienz geboten. So wird Kostenminimierung mit Umweltschutz verbunden.

Kenndaten

Der RESIBLOC-Gießharz-Transformator ist der Pionier im Bereich der natürlich gekühlten Trockentransformatoren. Die RESIBLOC Technologie wird ständig weiterentwickelt und ist heute bis zu einer Leistung von 60 MVA und Isolationsspannungen bis 72,5 kV verfügbar.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Durch seinen Glasfaseranteil von etwa 80% verfügt er über eine hervorragende Festigkeit, die ihn für den Einsatz in Gebieten mit hohen mechanischen Ansprüchen prädestiniert. Er ist völlig ölfrei und auch der Einsatz von anderen brennbaren Materialien ist auf ein Minimum reduziert. So wird eine Kontaminierung im Umfeld des Transformators vermieden und es geht keine zusätzliche Brandgefahr von ihm aus. Die hohe Wicklungszeitkonstante von RESIBLOC Transformatoren ermöglicht den Betrieb mit hohen Kurzzeitüberlastungswerten. Bei der Auslegung der Leistung kann dies berücksichtigt werden. Die maximal zulässige Heißpunkttemperatur von 155°C in der Wicklung wird bei kurzzeitiger Überlast nicht überschritten, wenn der Transformator vor Beginn der Überlast mit Teillast betrieben wurde und/oder die Umgebungstemperatur geringer als die Auslegungstemperatur ist.

Vakuumvergossene Transformatoren - Fertigungstechnologie

An das Wickeln der Spulen und deren Zusammenbau schließen sich das Vergießen und Härten an. Zu diesem Zweck werden die Spulen in Metallformen eingebaut, die mit Trennmitteln vorbehandelt werden, um das spätere Ausformen zu ermöglichen. Wegen der Rissbildungsproblematik werden die Wicklungen in mehr oder weniger großem Umfang mit Glasmatten ausgekleidet und anschließend mit Vergussmasse gefüllt. Daran schließt sich ein Trocknungsprozess der Spulen an. Für die Mischung der Vergussmasse und Füllung der Formen wurden verschiedene Verfahren entwickelt. Beim herkömmlichen Gießprozess werden die eingeformten Spulensätze in Autoklaven

gebracht, wo man unter einem Vakuum in der Größenordnung 10 mbar die aufbereitete und fertig gemischte Gießharzmasse in die Formen füllt. Daran schließt sich der Härtingsprozess an. Dieser erfolgt in Wärmeschränken bei Temperaturen von ca. 100-130°C während ca. 10-12 Stunden. Danach werden die Formen entfernt und die gegossenen Wicklungen können weiter bearbeitet werden. Besonderer Aufwand erfordert bei der Vergusstechnik das Einbringen von Kühlkanälen in die Wicklungen. Damit Kühlkanäle entstehen, werden beim Wickeln entsprechende Formkörper eingelegt, die nach der Härtung beim späteren Ausformen mit einigem Aufwand aus den Spulen gezogen werden. Sämtliche Prozesse erfordern sehr viel Erfahrung und eine exakte Prozessführung. Bei der Härtung müssen besonders die Problematiken der Schrumpfung und des Viskositätsanstiegs beherrscht werden, so dass die Vergusskörper möglichst frei sind von Schrumpfspannungen, Deformationen, Rissen und Hohlräumen im Inneren. Schrumpfspannungen können auch nach längerer Zeit im Betrieb freierwerden und zu Rissen und Hohlräumen führen. Die Feststoffisolierung erfordert eine besondere Beachtung des Teilentladungsphänomens. Teilentladungen können vor allem bei in der Gießtechnik hergestellten Spulen in Hohlräumen entstehen, die sich z.B. auf Grund von Schrumpfungen (Lunkerbildung) oder nicht vollständiger Imprägnierung der Trägerwerkstoffe ausbilden. Gerade bei tiefen Temperaturen können Gießharze verspröden, was zu Rissen in inneren wie äußeren Isolierstoffschichten führt. Zur Problemlösung werden der Gießharzformmasse



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Flexibilisatoren zugesetzt. Dies bewirkt, dass der Formstoff im gesamten Temperaturbereich elastischer wird und die mechanischen Spannungen aufnehmen kann. Am Glasübergangspunkt geht der Epoxidharzformstoff vom kristallinen, harten Zustand in einen weichelastischen Zustand über, dadurch ändern sich eine Reihe von Eigenschaften am Epoxidharzformstoff, Durch die Zugabe z.B. ändert sich die Vernetzungsdichte der Materialien, was die Beständigkeit herabsetzt.



Bild 2: Schnittbild RESIBLOC

Einsatzgebiete

RESIBLOC Transformatoren werden häufig in Bereichen eingesetzt, in denen strenge Vorschriften einzuhalten sind, wie sie beispielsweise in der Marine oder im Öl- und Gassektor Anwendung finden. Sie können nach den Vorschriften unterschiedlicher Klassifizierungsgesellschaften (z.B. DNV, ABS, Bureau Veritas oder Germanischer Lloyd) gefertigt werden.

Einsatz in Mittelspannungsnetz

Der innovative Längsspannungsregler mit RESIBLOC Technologie ermöglicht das automatische Eingreifen bei Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz. Diese zuverlässige und effiziente Lösung stellt eine wirtschaftliche Alternative gegenüber konventionellem Netzausbau dar, insbesondere bei Wind- und PV-Anwendungen. Optimierte Stufenspannungen für eine gute Spannungsstabilität und minimale Schalthäufigkeit

Autonome Spannungsregelung auf anpassbaren oder lastabhängigen Sollwert.



Bild 3: Einsatz im Mittelspannungsnetz

Anschrift

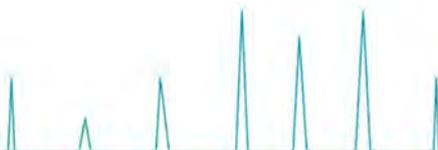
ABB AG
Gabriele Luckey
Keffelker Straße 66
59929 Brilon
Tel.: +49 2961 797203
Mobil: +49 151 17406432
E-Mail: gabriele.luckey.abb.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.

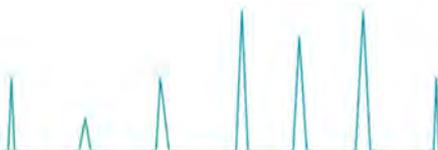




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.

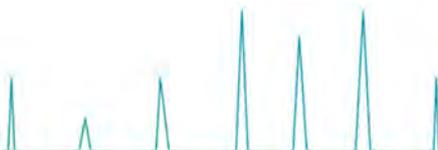




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.

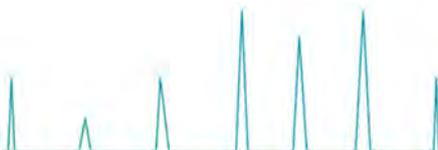




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.

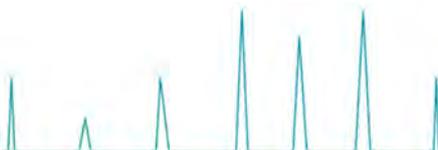




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.

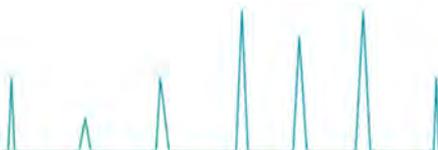




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Notizen

Empty space for notes.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

ENERGY SUPPORT
Experts in providing mobile Solutions

Equipment for Transformer Oil Analysis



Contamination Free Oilsampling Set

- to get a reliable Oilsample according to IEC/ASTM Standard
- to avoid any misinterpretation of your Laboratory results
- measure the Oil Temperature
- avoid any contamination with ambient air or dirt particles



MobilGC

- Portable DGA Equipment for Analysis 9/11 Gases
- according ASTM D3612/IEC 60567
- direct Analysis of Buchholz gases
- with Partial Vacuumdegassing Unit
- with Software Package Expertsystem

TOPTOGA

- DGA Analysis according to ASTM D3612/IEC 60567
- with Autosampler 16/32 Syringe 50/100ml
- fully automatic Vacuumdegassing
- with Analysis of 11 Gases with high sensitivity
- with Software Package Expertsystem



Breakdown Voltage Measurement

- BA 75/100 KV
- according to all usable Standards
- smallest Breakdown Voltage Analysator
- USB drive, Software controlled
- Battery operated



Pocket TitratorKF

- Water content measurement using Karl Fisher Method
- full automatic with high precision
- measuring low concentrations



TDM 4000

- Automatic Dielectric Constant Tan Delta & Resistivity Measurement
- Heating Chamber with automatic Temperaturcontrol
- automatic drainage of your Oilsample
- with Printer and Calibrator



www.energy-support.de

Energy Support GmbH · Sperberweg 47 · D-41468 Neuss
T +49 (0)2131 40 39 60 7 · F +49 (0)2131 40 39 60 8 · info@energy-support.de



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

ENERGY SUPPORT
Experts in providing mobile Solutions

Contamination Free Oilsampling Set



Avoid
Misinterpretation
of your Oilsamples

ENERGY Support developed the Contamination Free Oilsampling Set with temperature control, to avoid any misinterpretation of Oilsamples.

Results are strongly dependent on Temperature and Oil Ageing Conditions.

Temperature in C°	80	15	46
Dielectric Strength (kV/mm)	13	70	45
Water in Oil (mg/kg)	48	10	20

- Where does the water come from?
- Moisture can be in the insulation when it is delivered from factory.
- If the transformer is opened for inspection or has a leak, the insulation can absorb moisture from the atmosphere.
- Moisture is also formed by the degradation of insulation as the transformer ages.
- Additional benefit is the sampling with gas-tight syringes according to standard IEC 60475/ASTM D 923.
- The aim of proper sampling is to ensure that the result of the dissolved gas analysis are not distorted by contamination with ambient air or dirt particles.
- This guarantees a reliable and exact dissolved gas analysis and a solid decision basis for the further treatment of your Transformer.

With this in mind, we organise our TLM Conference 2016. To achieve a stable integrated electricity network, generation, transmission and distribution companies must employ best practice performance methodologies to achieve optimal resilience and a future-proof grid.

Interested in learning more and share your knowledge at Transformer Life Management Conference?

www.energy-support.de

Energy Support GmbH · Sperberweg 47 · D-41468 Neuss
T +49 (0)2131 40 39 60 7 · F +49 (0)2131 40 39 60 8 · info@energy-support.de



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Power and productivity
for a better world™ **ABB**

High-Tech im Werk Tradition und Technik

Mehr als 90 Jahre Erfahrung: Im ABB-Werk Halle werden Transformatoren bis 800 kV überarbeitet und gewartet. Pro Jahr gehen rund 400 geprüfte Betriebsmittel zu ihrem Einsatz in alle Kontinente. Neben der Reparatur bietet ABB Außendienstleistungen und Ersatzteilservice an.

www.abb.de/transformatoren





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Power and productivity
for a better world™



Field Service We are going Offshore!

Offshore Serviceeinsätze Montage und Inbetriebnahme von Neubau-Transformatoren

Kompetenz an Land und auf See
Service für Ihre Transformatoren: Überall und aus einer Hand!

Die Service-Einheit der ABB Halle (Saale) hat acht Servicespezialisten mit Zertifikaten für Einsätze auf Windparkplattformen. Alle traforelevanten Serviceleistungen werden von uns auch Offshore ausgeführt.

ABB Geschäftsbereich Transformatoren
Transformatoren Service

Trafoweg 4
06112 Halle, Deutschland
Phone: +49 3455 686 0
Fax: +49 3455 686 120
E-Mail: trafo-service.detfo@de.abb.com

www.abb.com





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Power and productivity
for a better world™



Engineering Solution High Voltage Systems

Stationary High Voltage Test Systems for Power Transformers

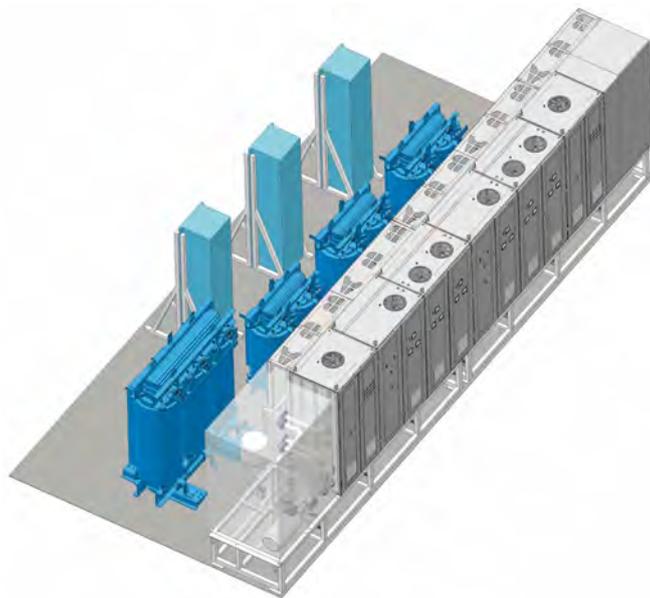
ABB's Transformer Service Center at Halle (Saale), Germany offers the complete ABB portfolio of Transformer High Voltage Testing Equipment.

- Mobile AC Test Equipment
- Mobile LI Test Equipment
- EPS – Electronic Power Supply based on inverter technology

ABB Geschäftsbereich Transformatoren Transformatoren Service

Trafoweg 4
06112 Halle, Deutschland
Phone: +49 3455 686 0
Fax: +49 3455 686 120
E-Mail: trafo-service.detfo@de.abb.com

www.abb.com





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Outages Happen 24/7. So Should Monitoring.

Vaisala Online Measurements for Power Transformers

- Dissolved Gas Analysis
- Hydrogen in oil
- Moisture in oil
- Temperature
- SF6 Density
- Dew point
- Pressure



MHT410 Moisture, Hydrogen and Temperature Transmitter for Online Transformer Condition Monitoring

- Get reliable information of
transformer fault situations
- Make educated maintenance
decisions
- Minimize unexpected outages



NEW Vaisala Optimus™ OPT100 DGA Monitor for Transformers

- Offers reliable long-term
stable measurement - with no
maintenance
- Out-of-the-box performance
- Completely eliminates false
alarms

www.vaisala.com/DGA
www.vaisala.com/requestinfo

VAISALA



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



The world's widest range
of premium transformer oils

Keep a cool head when updating solutions for your transformers needs with the help of Nynas Naphthenics. We offer the world's widest range of transformer oils, developed to handle just about every conceivable climate, design and operating condition.

www.nynas.com/transformer-oils

Meet us at our booth and listen to our presentation on the Transformer Life Management Conference 2017 in Willingen.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

WIR REGELN SPANNUNG.

Für eine zuverlässige und sichere Stromversorgung.



Die Regelung von Leistungstransformatoren mit Laststufenschaltern ist unsere Kompetenz. Schon heute fließen mehr als 50 % des weltweiten Stroms durch unsere Geräte. Als innovativer Partner bieten wir maßgeschneiderte Lösungen und Dienstleistungen rund um den Transformator. www.reinhausen.com

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Falkensteinstr. 8, 93059 Regensburg, Germany
Phone: +49 941 4090-0, E-mail: info@reinhausen.com



THE POWER BEHIND POWER.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Wir halten Ihren Trafo auf Spannung.

Transformatoren reparieren und modernisieren
Trafos unterschiedlicher Fabrikate bis ca. 200 t
Gewicht sind für uns kein Problem. Unsere
Werkstatt verfügt über das nötige Equipment,
auch Ihren Transformator zu warten, instand zu
setzen oder wirtschaftlicher zu machen.

Betriebsicherheit durch Isolierölanalytik
Durch die Prüfung der Öle in Ihren elektrischen
Betriebsmitteln können thermische oder elek-
trische Fehler frühzeitig erkannt werden. Die
Bewertungen der Prüfergebnisse helfen Ihnen,
Betriebsausfälle zu vermeiden.

Profitieren Sie vom langjährigen Know-how
unserer Spezialisten, die Ihnen gerne für Ihre
Anfragen zur Verfügung stehen.

innogy.com/netzdienstleistungen





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Entdecken Sie unsere leistungsstarken Produkte – gefertigt nach höchsten Qualitätsstandards und modernsten Anforderungen des Marktes. Lassen Sie sich von unseren Experten auf der Transformer Life Management Konferenz beraten.

Wir freuen uns auf Ihren Besuch.

PUCARO

A member of the ABB Group

PUCARO ELEKTRO-ISOLIERSTOFFE GMBH
Pucarostraße 1 | D-74255 Roigheim | www.pucaro.de



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

+++ SAFETY FIRST +++ SAFETY FIRST +++ SAFETY FIRST +++ SAFETY FIRST +++ SAFETY FIRST+++



Seit mehr als 60 Jahren entwickelt und produziert die EMB GmbH am Standort Barleben zuverlässige Schutzgeräte für flüssigkeitsgekühlte Transformatoren, Stufenschaltern und Drosselspulen. Wir haben die optimale Lösung für wachsende Ansprüche an die Sicherheit von Transformatoren und die individuellen Anforderungen unserer Kunden in über 100 Ländern.

EMB SMART Buchholzrelais



Kapazitiver Sensor (NM-Serie):

- Zur analogen Überwachung von Gasansammlungen
- Zuverlässige und kontinuierliche Überwachung der Bildung von Buchholzgasen ab 50 cm³

Temperatursensor:

- Zur kontinuierlichen Überwachung der Öltemperatur
- Separat oder mit kombiniertem Feuchtesensor erhältlich

Feuchtesensor:

- Zuverlässige Überwachung von Feuchte im Öl
- Zur frühzeitigen Erkennung und präventiven Messung um die Lebensdauer des Transformators zu verlängern

Buchholzrelais 3+3



- Buchholzrelais mit 6 unabhängigen Schaltkontakten
- 3 Alarmkontakte & 3 Abschaltkontakte
- Auch mit mechanischer Vorwarnung erhältlich

Buchholzgas Tester BGT 4.2



- Messung und Analyse von Buchholzgasen direkt vor Ort
- Erkennung & Auswertung von H₂, CO, CO₂, C₂H₂, CH₄+
- Ermöglicht Entscheidungen über den Fortbetrieb des Transformators
- Einfache Bedienung über Touch Display
- Inklusive Buchholzgas Sampler BGS zur Gasentnahme

Nachhermetisierungsbox G3B



- Zur Verlängerung der Lebensdauer von Transformatoren offener Bauart
- Permanente Senkung des Sauerstoffgehalts im Öl durch hermetischen Abschluss
- Verzögerung des Alterungsprozesses der Feststoffisolation



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Fortschrittliche Transformatorüberwachung
Ein System... Eine Lösung

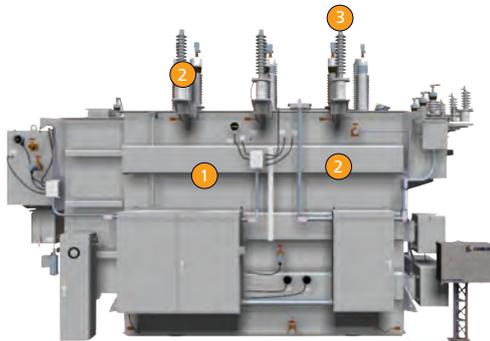


TOTUS

TOTUS vereint DGA (1), Teilentladung (2) und Durchführungüberwachung (3) in einem System.

TOTUS verbindet revolutionäre Technologien mit modernster Software und Diagnostik, um das weltweit führende Transformator-Monitoring-System zu schaffen

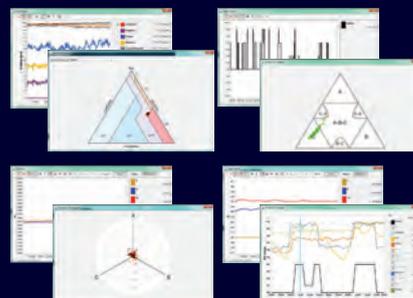
Die Kombination aus technischer Innovation, baulicher Qualität und Kunden- und technischer Unterstützung bringt **TOTUS** an die Spitze der Online-Transformatorüberwachung.



MAIL@CAMLINGROUP.COM

WARUM TOTUS?

- ☞ DGA, TE & DÜ (bis zu 9 Durchführungen)
- ☞ Zustandsüberwachung in Echtzeit
- ☞ Alle Trafos auf einem Blick
- ☞ Automatische Analysetools
- ☞ Sichere webbasierte Technologie
- ☞ Kunden im Fokus



CAMLINGROUP.COM



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Extend transformer life with oil regeneration

Avoid long outages and “deep clean” your transformer insulating system (oil and paper) using on-site regeneration to extend asset life. Electrical Oil Services (EOS) is a leading specialist in transformer oil treatment and recycling, and can offer a complete solution:

- ◆ Vacuum filling, drying and degassing of new transformers
- ◆ Transformer life extension with on-site regeneration
- ◆ Reconditioning of transformer oil in service
- ◆ Comprehensive laboratory and technical support
- ◆ Closed-loop model for collecting, storing and reclaiming used transformer oil (including PCB removal) to as-new oil quality (IEC 60296)

For more than 60 years, we have supported the electricity supply industry and large industrial energy users in conserving valuable resources. Purity you can trust.

www.eosl.co.uk • Your contact: **Martin Seipel** (mseipel@h-c-s-group.com)





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



TROCKENTRANSFORMATOREN

RESIBLOC®

Transformorteknik ohne Umweltrisiko





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



**DESC-Electrical
Engineering GmbH**
Vahrenwalder Straße 205
30165 Hannover, Germany

Tel. +49 (0) 511 6420 9324
Fax +49 (0) 511 6420 9325
E-mail: info@desc-ee.de
Internet: www.desc-ee.de

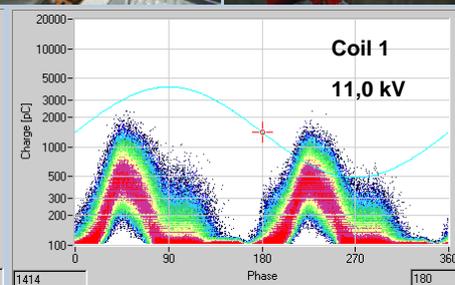
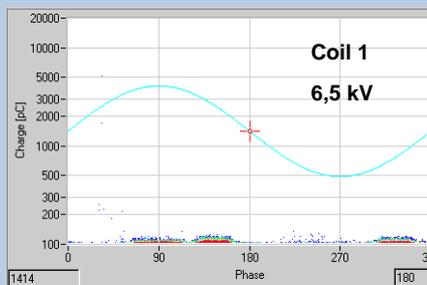
We Help to Assess Your High Voltage Apparatus

DESC Electrical Engineering GmbH provides high voltage engineering and diagnosing services for power apparatus worldwide through our team of professional, fully qualified specialists from industry and universities.

DESC support the condition evaluation of your high voltage equipment through special tests and diagnostic processes.

DESC provides consultant services, expert reports and seminars in the field of high voltage engineering.

Partial Discharge (PD) measurement of dry type transformers after a breakdown of one similar unit (right figures) and on coils for a high voltage electrical machine at different voltages (below figures).



Forensic activities as consultant at different large power transformers such as an 850 MVA step-up transformer. The result was a recommendation for PD measurement during the voltage tests of parallel unit and PD monitoring in the first weeks of service



For more information please contact us or have a look on our website.



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Save the Date



TLM 2018

**24. - 25.
September**