

TLM 2024

17. Transformer-Life-Management Konferenz



16.-17. September 2024
im Bio-Seehotel^{★★★★}
in Zeulenroda

Follow TLM on social media



<https://www.linkedin.com/company/tlm-konferenz/>



www.tlm-konferenz.de

Sponsoren und Aussteller



[MIDEL*]
SAFETY INSIDE

A member of the Shell Group

SIEMENS
energy

 Hitachi Energy



eos
TRUSTED PURITY

ERGON
UNITED BY SERVICE. DRIVEN BY SOLUTIONS.

OMICRON 

Megger 

ALTANOVA
a Doble company

 isa   TECHMP 


STARKE
MINERALÖLWERK

HDD 
the power company

 MOSER GLASER

Current and voltage – our passion



HOOTS

PROFESSIONAL IN SENSORS

WEIDMANN

JESC
Electrical Engineering GmbH

CTR



INGGERSON
engineering silence.

NYNAS

ENERGY SUPPORT

How reliable are your transformers



**in wind and
photovoltaic
parks?**

Let's find the answer together at

A2.CIGRE.ORG



The screenshot shows the homepage of the CIGRE SC A2 website. At the top left is the CIGRE SC A2 logo, which includes a lightning bolt icon. To the right of the logo is a navigation menu with the following items: "About SC A2", "Technical activities", "Events", "Publications", and "Contact". The main content area features a large heading: "Welcome to the SC A2 Power transformers and reactors". Below this heading is a featured article titled "WGA2.68 Failure Survey of Lower Voltage GSUs" in green text. Underneath the title, it says "13 March 2024, Peter WERLE". To the left of a small image, there is a sub-heading: "How reliable are Transformers in Wind Farms and Photovoltaic Parks?" followed by the text "CIGRE needs your help!". The image shows a power line tower against a sunset or sunrise sky.



TLM supports CIGRE's Newest Initiative - Working Group A2.68

As the shift towards renewable energy accelerates, understanding the reliability of essential components like transformers in wind farms and photovoltaic parks becomes crucial. CIGRE has launched Working Group WG A2.68 to delve into the reliability and failure modes of transformers dedicated to renewable sources.

We Need Your Expertise!

Operators of energy parks, your experiences and data are invaluable. By participating in our survey, you contribute directly to advancing global knowledge in renewable energy technologies. It only takes a few minutes, but the impact will be profound.

Participate Now: <https://a2.cigre.org>



TLM unterstützt die aktuelle Initiative der CIGRE - Arbeitsgruppe A2.68

Mit der zunehmenden Umstellung auf erneuerbare Energien wird das Verständnis für die Zuverlässigkeit wichtiger Komponenten wie Transformatoren in Wind- und Photovoltaikparks immer wichtiger. Die CIGRE hat die Arbeitsgruppe WG A2.68 ins Leben gerufen, die sich mit der Zuverlässigkeit und den Ausfallmodi von Transformatoren für erneuerbare Energiequellen befasst.

Wir brauchen Ihre Hilfe!

Die Erfahrungen von Energieparkbetreibern und deren Daten sind von unschätzbarem Wert. Durch Ihre Teilnahme an unserer Umfrage tragen Sie direkt dazu bei, das weltweite Wissen über Technologien für erneuerbare Energien zu erweitern. Es dauert nur ein paar Minuten, aber die Wirkung wird tiefgreifend sein.

Jetzt mitmachen: <https://a2.cigre.org>

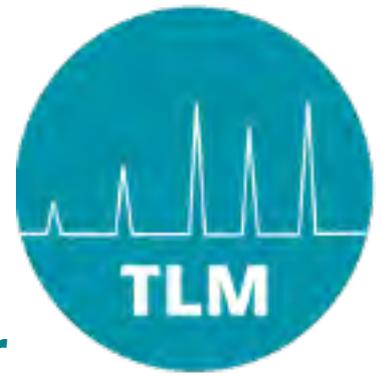
Programm



Tag 1: Montag 16. September

10:00 - 11:00	Check-in und Begrüßungssnack	
11:00 - 13:30	Themenblock I - Einleitung	Seite
	Begrüßung und Einführung Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)	
	130 Jahre EMB - Das Buchholzrelais und seine Geschichte Klaus Olbricht (EMB)	11
	Neue Einspeiser, neue Lasten: Wie gestalten wir die Netze der Zukunft? Dr.-Ing. Sebastian Schreiter (Netz Leipzig GmbH)	18
	VDE Task Force Höherauslastung von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende Prof. Dr.-Ing. Maik Koch (Hochschule Magdeburg-Stendal)	27
	Über Autobahnbrücken und Leistungstransformatoren Thomas Kessler (Siemens Energy)	39
	Vorstellung der Ausstellung und der Workshops	
13:30 - 15:30	Pause: Workshops, Postersession, Fachausstellung	
15:30 - 17:00	Themenblock II - Schadensfälle	
	Am falschen Ende gespart - Qualitätsmängel bei mittelpreisigen Leistungstransformatoren Jan Kleyersburg (EnBW)	52
	Vorgehen bei Schadensfällen aus Sicht eines Gutachters Prof. Dr.-Ing. Ernst Gockenbach (DESC)	62
	Praktische Aspekte von Schiedsverfahren bei Schadensfällen Florian Haugeneder (Kanzlei Knötzl)	75
17:30	Abendveranstaltung	

Programm



Tag 2: Dienstag 17. September

8:00 - 10:00	Themenblock III - Diagnose und Asset Management	Seite
	Onlinemessungen der Wicklungseinspannkraft Peter Heinzig (Weidmann)	84
	Zustandsdiagnose und on site Maßnahmen an Leistungstransformatoren Marc Weber (Siemens Energy)	100
	Zuverlässigkeitserhöhung einer Transformatorenflotte Alexei Babizki (Maschinenfabrik Reinhausen)	113
	An Analysis of three Decades on Explosion Prevention and Fire Protection System of Transformer/Reactor V.K. Wakchaure (CTR Manufacturing Industries Ltd.)	123
10:00 - 11:30	Pause: Workshops, Postersession, Fachausstellung	
11:30 - 13:00	Themenblock IV - Flüssigkeiten - Performance und Analyse	
	Revised IEC Standard 60422 for Maintenance of in-Service Insulating Oil Dr. Behrooz Phalavanpour (Ergon)	131
	Esters for liquid-filled transformer. Fundamentals and DGA interpretation techniques Fabio Scatiggio (A&A Fratelli Parodi)	136
	The use of Midel in demanding applications and how it protects the asset, environment and people Robert Copley (MIDEL & MIVOLT Fluids)	
13:00 - 14:00	Pause: Mittagessen, Fachausstellung	
14:00 - 15:30	Themenblock V - Durchführungen	
	EasyDry® - Die Zukunft der Transformator-Durchführung Lorenzo Martinel (Hitachi Energy)	158
	A broader view of the dielectric condition of HV bushings and transformers Dr. Diego Robalino (Megger)	173
	Monitoring und Zustandsdiagnose von Durchführungen. Dr. Alexander Pirker (VUM) Dr. Dennis Albert (Omicron)	190
15:30 - 15:45	Zusammenfassung durch Tagungsleiter - Verabschiedung - Ende der Konferenz	

Poster

Postersession: Montag 14:30 - 15:00 & Dienstag 10:15 - 11:15

Die Poster finden Sie auch in diesem Tagungsband ab Seite 207.

PTDigital - Digitaler Zwilling von Leistungstransformatoren zur Unterstützung der Alterungsbeurteilung.

Prof. Dr.-Ing. Stefan Körnhuber (Hochschule Zittau/Görlitz)

Comparison of Dielectric Behaviors of Mineral and Ester Oil under DC Stress

Prof. Dr.-Ing. Markus Zink (Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt)

Generisches Identifikationsverfahren für die Parameterbestimmung physikbasierter Modelle eines digitalen Leistungstransformatorzwillings

Prof. Dr.-Ing. Gerd Valtin, André Müller (HTW Dresden)

Einfluss der Oberschwingungsverzerrung auf die Durchschlagfestigkeit eines Verbundwerkstoffs für den Einsatz in Trockentransformatoren

Javier Torres (Leibniz Universität Hannover)

Entwicklung eines Filtersystems zur Reduzierung von Sauerstoff in Transformatorenölen

Büsra Özdemir (Leibniz Universität Hannover)

Monitoring und digitaler Zwilling -- wie beides sich gegenseitig unterstützen kann

Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje (Hochschule Bremen)

Entwicklung mehrdimensionaler Überwachungssysteme für Leistungstransformatoren durch Integration spezieller UHF-Teilentladungssensoren

Behnam Balali (Leibniz Universität Hannover)

Explosion prevention potential for transformers by using fiber optic sensors to detect arcs fastly

Aref Sharifi (Leibniz Universität Hannover)

Einfluss von Wasser bei der Bildung von höherwertigen Kohlenwasserstoffen infolge von verschiedenen Transformatorfehlern

Kristin Homeier (Leibniz Universität Hannover)

Dynamisches Feuchtegleichgewicht in flüssigkeitsgefüllten Transformatoren

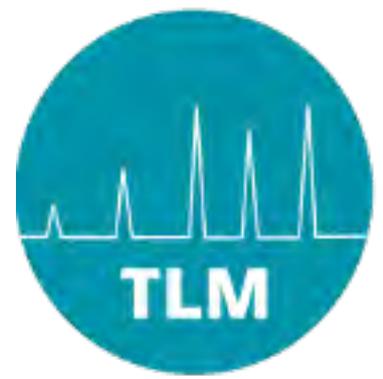
Prof. Dr.-Ing. Ebrahim Rahimpour (Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt)

Asset Performance Management als Schlüssel zur Effizienzsteigerung bei Transformatoren: Strategien und digitale Lösungen von Siemens Energy

Ayman Khalil (Siemens Energy)



Workshops



Workshop A:



Montag
13:45 - 14:15

Dienstag
10:15 - 10:45

Performance Contracts – maßgeschneiderte Serviceverträge für Ihre Asset Management Strategie

Bastian Auerbach
Maschinenfabrik Reinhausen

Workshop B:



Montag
14:30 - 15:00

Dienstag
11:00 - 11:30

Transformatorenmaterial und deren Einfluss auf die Diagnose

Dr. Ivanka Höhle
Siemens Energy

Workshop C:



Montag
13:45 - 14:15

Dienstag
10:15 - 10:45

Vakuum-Laststufenschalter: Auswahl, Einsatz und Service

Emil Woizenko (Hitach Energy), H.Haug (Netze BW)
Hitachi Energy

Workshop D:



Montag
14:30 - 15:00

Dienstag
11:00 - 11:30

Day 1:
Use of Midel in smart urban substations
Dr. Attila Gyore

Day 2:
Use of Midel for retrofilling transformers
Robert Copley
MIDEL & MIVOLT Fluids

Tagungsleitung

Prof. Dr.-Ing Peter Werle

Leibniz Universität Hannover - Schering-Institut

Prof. Werle hat Elektrotechnik an der Universität Hannover studiert und anschließend am Schering-Institut in Hannover promoviert.

Von 2003 bis 2014 war er bei ABB Transformer Service in verschiedenen nationalen und internationalen Positionen insbesondere im Bereich der Diagnose und Prüfung von Leistungstransformatoren tätig. Von 2010 bis 2014 war er Geschäftsführer des Transformer Service in Deutschland und verantwortlich für die Servicewerkstätten in Halle (Saale), Neusäss (bei Augsburg) und Nauen (bei Berlin) mit über 200 Mitarbeitern. Seit Oktober 2014 ist er als Professor für Hochspannungstechnik und Asset Management und Direktor des Schering-Instituts an der Leibniz Universität Hannover.

Er ist Mitglied im VDE, IEEE, DKE K 182 (Isolierflüssigkeiten) und aktiv in CIGRÉ als Liaison Officer A2-IEC TC 10 (A2: Transformer; IEC TC 10: Fluids for electrotechnical applications), sowie in der Advisory Group AG A2.4 und in verschiedenen CIGRÉ Working Groups. Er ist Erfinder von mehr als 20 Patenten und Autor oder Mitautor von mehr als 300 Veröffentlichungen in den Bereichen Asset Management, Zustandsüberwachung, Teilentladungsdiagnose, Isolierflüssigkeiten und Hochspannungsprüfung.



Prof. Dr.-Ing. Habil Hossein Borsi

Leibniz Universität Hannover - Schering-Institut

Prof. Borsi hat Elektrotechnik an der Universität Hannover studiert und promovierte 1976 im Bereich Hochspannungstechnik und erhielt 1979 seine *venia legendi* an der Universität Hannover, Deutschland.

Im Jahr 1979 begann er an der Ferdowsi-Universität von Mashhad, Iran, an der Fakultät für Ingenieurwesen, wo er bis 1986 als Professor für Energietechnik und Dekan der Fakultät für Ingenieurwesen tätig war. Er gründete die Transformatorenfabrik "Reza Transwerk" in Mashhad und war dort bis 1985 technischer Direktor. Neben seiner Tätigkeit an der Universität wurde er zum wissenschaftlichen Berater des iranischen Energieministers ernannt. Seit 1987 ist er als Professor und akademischer Direktor an der Universität Hannover im Bereich der Hochspannungstechnik tätig. Er ist Mitglied im VDE, arbeitete in verschiedenen CIGRE Task Forces und nationalen Arbeitsgruppen für Normung. Er ist Autor und Co-Autor von mehr als 350 wissenschaftlichen Veröffentlichungen in verschiedenen Sprachen und Co-Autor von drei wissenschaftlichen Büchern und hält mehr als 30 Patentanmeldungen. Er war als Sachverständiger für verschiedene Hochspannungsanlagen tätig und arbeitete als Sachverständiger für Fehlerursachenanalysen bei großen Leistungstransformatoren in verschiedenen Ländern der Welt.



100 und 30 Jahre – Das Buchholzrelais und EMB

Dipl.-Ing. Klaus Olbricht

Im 19. Jahrhundert begann das elektrische Zeitalter. Erste elektrische Maschinen wurden entwickelt. Elektroenergie wurde zur Beleuchtung eingesetzt. 1879 präsentierte Werner von Siemens auf der Gewerbe-Ausstellung in Berlin eine elektrische Lokomotive, die 3 Personenwagen zog. In den 1880-er Jahren wurden die ersten Sekundär-Generatoren entwickelt und patentiert. Heute nennt man diese Geräte Transformatoren. Auf Grund der Bezeichnung Sekundär-Generator leitet sich bis heute die Zuordnung der Transformatoren zum Bereich der elektrischen Maschinen ab.

Transformatoren dienen vielfach zur Spannungsumwandlung in Energieversorgungsanlagen und in Technischen Geräten. Transformatoren wurden und werden benötigt, um den elektrischen Strom wirtschaftlich sinnvoll über weite Strecken zu transportieren.

Transformatoren sind bei Energieversorgungsunternehmen häufig die teuersten Betriebsmittel. Das war auch schon früher so. Ihre Zuverlässigkeit ist für das Betreiben von Stromnetzen von entscheidender Bedeutung. Das war auch schon immer so.

Überströme und Überspannungen, die die Wicklungen von Transformatoren oder Drosselspulen beschädigen können, lassen sich im Netzbetrieb eines durch Freileitungen gespeisten Umspannwerkes nie ganz vermeiden. Einem Transformator, der beispielsweise während eines Gewitters durch Blitzschlag in die Freileitung oder die Schaltanlage automatisch vom Netz abgetrennt wurde, sieht man aber in den meisten Fällen von außen nicht an, ob er beschädigt wurde.

Und nun kommt so langsam ein Mann ins Spiel, dem relativ häufige Transformatorschäden, meist verursacht durch Gewitter, auffielen. Er untersuchte diese Schäden genauer und erkannte, dass durch die große Hitze der Lichtbögen sowohl die Isoliermaterialien der Wicklungen zerstört wurden, als auch das isolierende Trafoöl verdampfte. Dabei können

auch größere Mengen an Gasen freigesetzt werden.

Dieser Mann war der am 13. Februar 1875 in Krefeld geborene und am 4. Januar 1956 in Kassel verstorbene Elektrotechniker Max Buchholz. Als Oberbaurat war Max Buchholz um 1916 Leiter des für den Bau des Hochspannung-Verbundnetz zuständigen Preußischen Staatlichen Elektrizitätsamtes Kassel. 1922 war er Gründungsmitglied des VDE in Kassel.



Bild 1: Max Buchholz

Lange suchte er nach einer Lösung, um Schäden an Transformatoren zu erkennen und sie vor der Zerstörung zu bewahren.



Bild 2: Der „Heureka“-Moment

Die Idee kam ihm 1921, und das ist verbürgt, in der Badewanne sitzend, als er bemerkte, dass Gase in Flüssigkeiten nach oben steigen. Am 21. Juni 1923 reichte er das Patent D.R.P.417 213 „Verfahren zum Überwachen oder selbsttätigen Beenden von Koch-, Gar- oder ähnlichen chemischen Prozessen, bei denen Dämpfe entstehen“ ein. Es wurden dann zwei Patentreizen vergeben. Eine an die Firma „SIEMENS“ und eine an die Firma „AEG“. 1925 wurde erstmalig an einem Trafo der Firma SIEMENS ein Schutzgerät, das auf dem Patent von Max Buchholz beruht eingesetzt. Damit war das so genannte „Buchholzschutzrelais“ geboren.

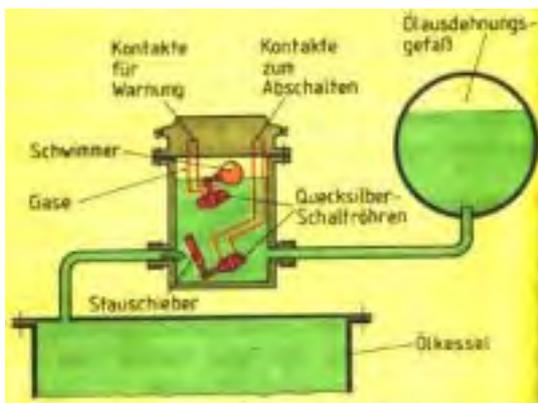


Bild 3: Einbau Buchholzrelais (Bild aus den 1950ziger Jahren)

Das Buchholzrelais wird in die Verbindungsleitung zwischen dem ölgefüllten Transformatorgehäuse und dessen oberhalb

angeordnetem Ausdehnungsgefäß eingebaut. Wobei die Rohrleitung nicht waagrecht, sondern zum Ausdehnungsgefäß hin zumindest leicht ansteigend verlegt werden muss.

Nur so können die sich bei Überspannungsentladungen aus Öl und Isolierstoffen freigesetzten Gase und Dämpfe aufsteigen und sich im Deckelraum des Gerätes sammeln.

Der prinzipielle Aufbau des Buchholzrelais hat sich in den vergangenen 100 Jahren nicht verändert. In einem Metallgehäuse, heutzutage meist aus einer Aluminiumlegierung, befindet sich das Schaltwerk.

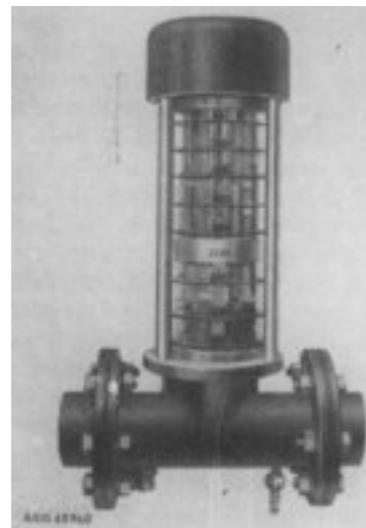


Bild 4: Buchholzrelais aus den 1920ziger Jahren



Bild : 5 Modernes Buchholzrelais von EMB



Bild 6: Aufbau Schaltwerk früher und heute

Bestehend aus einem oder zwei Schwimmkörpern und entsprechenden Schaltelementen. Früher waren dies Rollkontakte oder Quecksilberschaltröhren. Inzwischen werden meist Magnetschaltröhren bzw. Reedkontakte eingesetzt.

Der Aufbau und die technischen Parameter, die die Geräte zu erfüllen haben sind normiert. In verschiedenen Ländern gibt es Standards für Buchholzrelais. So gibt es beispielsweise eine europäische Norm, die beinhaltet die frühere deutsche DIN, die französische Norm und den englischen Standard. Weiterhin gibt es eine chinesische, eine indische, eine brasilianische Norm. Für den Süden Afrikas gilt der ESKOM-Standard, um nur einige zu nennen.

Tabelle 1: Übersicht Normen

Norm/Standard	EMB-Buchholzrelais	
Europäische Norm EN 50216-2	Alle EMB Buchholzrelais	
Internationale Norm IEC 60076-22-1	Alle EMB Buchholzrelais	
Geometrische Flanschabmessungen nach chinesischer Norm	BC 50 & BC 80	
Geometrische Flanschabmessungen nach ehemaliger französischer Norm	NF 25, NF 50 & NF80	
Geometrische Flanschabmessungen nach ehemaligem britischen Standard	BS 25, BS 50 & BS 80	

Die Funktion des Buchholzrelais ist bis heute gleichgeblieben.

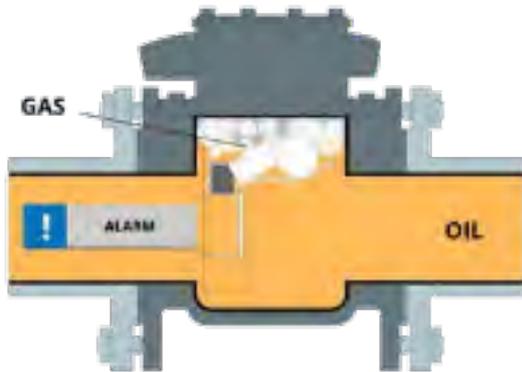


Bild 7: Grundfunktion - Gasansammlung

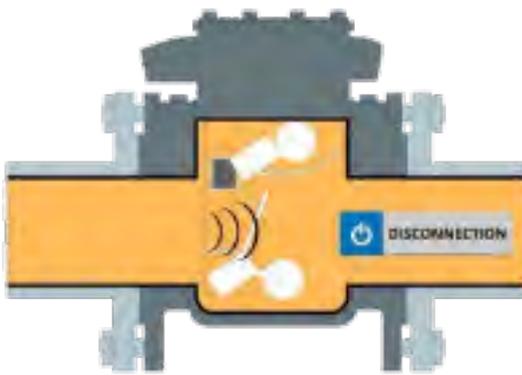


Bild 8: Grundfunktion Ölströmung

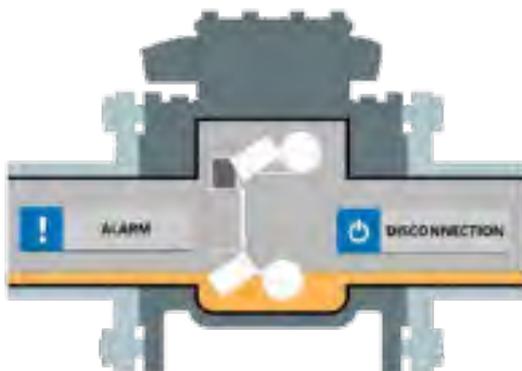


Bild 9: Grundfunktion - Ölverlust

Wie schon ausgeführt hatte Max Buchholz zwei Lizenzen seines Patenten erteilt. Eine ging an die Firma SIEMENS und die andere an die Firma AEG. SIEMENS produzierte bis 2008 am Standort in Nürnberg Buchholzrelais unter dem Namen „Trafounion“. Die AEG produzierte ihre Relais in Berlin.



Bild 10: Zuckerfabrik Barleben um 1863

Diese Produktion wurde 1951 nach Barleben in den VEB Starkstromanlagenbau verlagert. Seither wurden an diesem Standort rund 2 Millionen Buchholzrelais bebaut. Das Unternehmen hat eine wechselvolle Geschichte. Es begann 1863 als Zuckerfabrik. Daraus wurde eine Schokoladenfabrik. 1943 übernahm SIEMENS. Nach dem Krieg entstand daraus der VEB Starkstromanlagenbau Magdeburg. Später wurde daraus ein Unternehmen des Kombines Elektromaschinenbau Dresden. Das VEB Elektromotorenwerk Barleben, EMB. Hier wurden alle Buchholzrelais für das sozialistische Wirtschaftsgebiet, das Gebiet des RGW, hergestellt. In den 80-iger Jahren rund 30 000 Stück jährlich. Ein geringer Teil wurde in die BRD und nach Schweden exportiert. Mit den politischen Veränderungen 1989 in der damaligen DDR gingen auch wirtschaftliche Veränderungen einher. Die ostdeutsche Wirtschaft wurde umstrukturiert und privatisiert. Aus dem VEB Elektromotorenwerk Barleben wurde 1993 die Elektromotoren und Gerätebau Barleben GmbH.



Bild 11: Firmengebäude der EMB GmbH heute

Das Unternehmen startete als MBO mit rund 60 Mitarbeitern, bis 1989 waren es rund 1000, in die Marktwirtschaft. Zum Produktportfolio zählten Induktionsmotore bis 100 Watt, Spaltpolmotore, elektronische Vorschaltgeräte für Schienenfahrzeuge und Buchholzrelais. Im ersten Geschäftsjahr wurden rund 4000 Buchholzrelais produziert und verkauft. Heute sind es wieder über 20 000, die in über 60

Länder direkt geliefert werden. Buchholzrelais, Zusatzgeräte für Buchholzrelais und weitere Schutzgeräte für Transformatoren haben sich damit zur Produktgruppe mit dem größten Umsatzanteil des Unternehmens entwickelt.

EMB fertigt Buchholzrelais aller gängigen Normen und Vorschriften. Insgesamt sind rund 6000 verschiedenen Varianten im Produktionssortiment



Diese unterscheiden sich in geometrischen Abmessungen, im Ansprechen der Stauklappe bei unterschiedlichen Strömungsgeschwindigkeiten der Isolierflüssigkeit, durch eine unterschiedliche Anzahl von Schaltelementen, durch den Einsatz unterschiedlichen Isolieröle, durch den Einsatz in unterschiedlichen klimatischen Bedingungen oder durch eine dem Wunsch des Kunden entsprechende Farbe.

Zu den Zusatzgeräten für Buchholzrelais zählen z.B. Gasentnahmegeräte, Vorrichtungen zur Ölentnahme, Geräte zur Entnahme des Buchholzgases, Geräte zur Analyse des Buchholzgases vor Ort.

Im Jahre 2008 hat EMB GmbH die Fertigung der SIEMENS-Buchholzrelais, Trafounion, gekauft und von Nürnberg nach Barleben verlagert. Seitdem werden auch alle Trafounion-Relais in Barleben produziert. Der Verkauf dieser Geräte erfolgt ausschließlich an bzw. über SIEMENS.



Bild 12: Typenvielfalt EMB-Buchholzrelais

Der Buchholzschutz, das Buchholzrelais, ist seit 100 Jahren eines der wichtigsten Schutzgeräte für isolierstoffgekühlte Transformatoren. Und es wird es sicher auch in weiteren 100 Jahren sein, denn es ist so aufgebaut, dass es ohne Hilfsenergie auskommt und über Jahrzehnte wartungsfrei und zuverlässig arbeitet. Sicherlich wird es eine Weiterentwicklung geben. Zusätzliche Funktionen werden in das Relais implementiert. Das Buchholzrelais wird digitalisiert werden. D.h. die Alarm- oder Abschaltsignale werden zusätzlich mittels Bussystemen übertragen.



Bild 13: Digitales Buchholzrelais von EMB

Der nächste Schritt wird dann das so genannte Smartrelais sein. EMB hat diesbezüglich einen ersten Schritt realisiert. Zusätzlich zur Grundfunktion des Buchholzrelais kann die Entwicklung des freien Gases über die Zeit erfasst und Öltemperatur und Feuchtigkeit des Öles können angezeigt werden.



Bild 14: EMB-SMART Buchholzrelais

In Zukunft werden sicher noch weitere Überwachungsfunktionen in das Relais integriert. So beispielsweise das Überwachen der Strömungsgeschwindigkeit der Isolierflüssigkeit in Richtung Ausdehnungsgefäß und auch zurück oder die Analyse der im Öl gelösten Gase bzw. des freien Buchholzgases. In erster Linie ist dabei der Wasserstoff von großem Interesse.

Weltweit wird an der Entwicklung solcher Relais gearbeitet.

Anschrift

Elektromotoren und Gerätebau
Barleben GmbH
Dipl.-Ing. Klaus Olbricht
Otto-von-Guericke-Allee 12
39179 Barleben

Tel.: +49 39203 79 0
Fax: +49 39203 79 5330
E-Mail: info@emb-online.de

Referenten

Dr.-Ing. Sebastian Schreiter

Netz Leipzig GmbH

Sebastian Schreiter studierte an der HTWK Leipzig und an der Fernuniversität Hagen Elektrotechnik, die Promotion erfolgte am Schering-Institut der Leibniz Universität Hannover.

Nach dem Studium arbeitete er bei der ABB AG (Heute Hitachi Energy) 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 folgten Stationen bei der zur 50Hertz Transmission GmbH (Asset Management) und der HTWK Leipzig (Fakultät Ingenieurwissenschaften, Institut für Elektrische Energietechnik).

Derzeit arbeitet Herr Schreiter als Assetmanager Grundsatzplanung Strom bei der Netz Leipzig GmbH.

Herr Schreiter ist u.A. in den CIGRE und VDE aktiv.



Notizen:

Neue Einspeiser - Neue Lasten: Wie gestalten wir die Netze der Zukunft?

Dr. Sebastian Schreiter
Grundsatzplanung Strom
Netz Leipzig GmbH



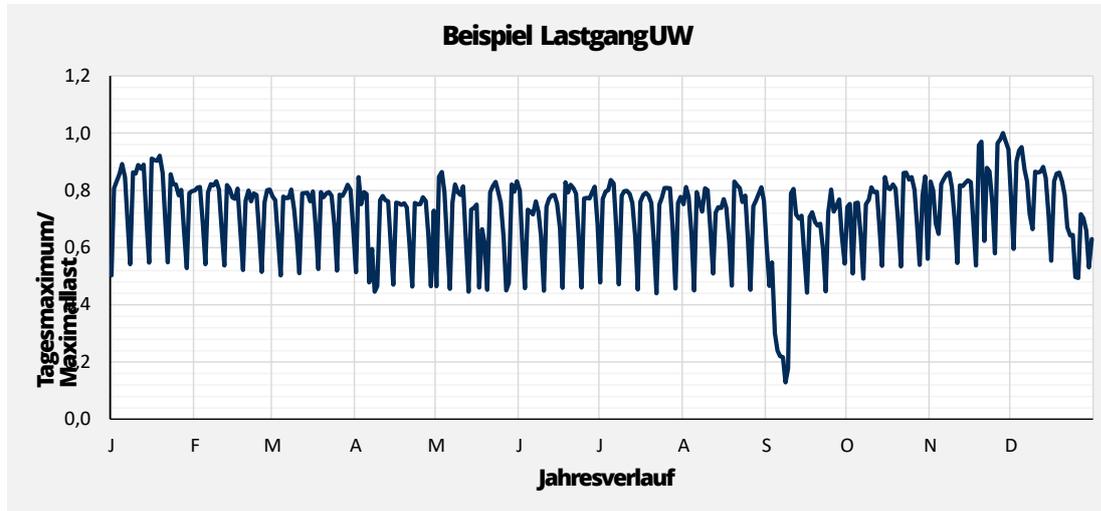
Zur internen Verwendung

Neue Herausforderungen: Neue Einspeiser - Neue Lasten

- Ziel:
 - Wärme- und Mobilitätsbedarfe zunehmend mit Elektroenergie decken
 - Einbindung von immer mehr dezentralen Einspeisern
- Kommunale Wärmeplanung
- Vorgestelltes Beispiel auf Grundlage eines Vorgehens der **Planungsregion Ost** (Netzgebiet 50 Hertz) [1]
- **Regionalszenario** wurde mit Unterstützung Fraunhofer IEE Kassel erstellt erstmals zum 30.Juni 2023 veröffentlicht [2].
- **Ergebnis: Netzausbauplan der Netz Leipzig** [3]



Derzeitige Lastsituation in einem typischen UW

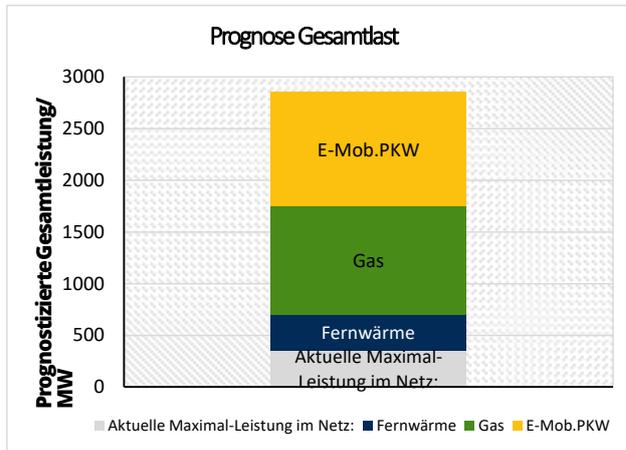


Welche neuen Lasten erwarten wir?

Gedankenexperiment: Neue Lasten	Leistung
Aktuelle Maximal-Leistung im Netz:	350 MW
Fernwärme:	350 MW
Gas:	1050 MW
Elektromobilität: 600 000 Einwohner => 100 000 E-Autos => 11 kW/E-Auto x 100 000 E-Autos	1100 MW
Elektromobilität von LKW und Nutzfahrzeugen	???? MW
Umstellung Gewerbe/Industrie	???? MW
Summe	2850 MW

Zur internen Verwendung

Gedankenexperiment: Ergebnis lineare Lastprognose



Zu den tatsächlichen Gleichzeitigkeiten von derzeit neuen Technologien (Wärmepumpen, E-Mobilität) liegen noch keine Erfahrungen vor

- Mit welchen Gleichzeitigkeiten kann gerechnet werden?
- Mit welchem Wirkungsgrad kann man bei Wärmepumpen in der Spitzenlast tatsächlich rechnen?
- Wie verhalten sich Ladebedarf für E-Mobilität dazu?
- Wo treten diese Lasten auf?

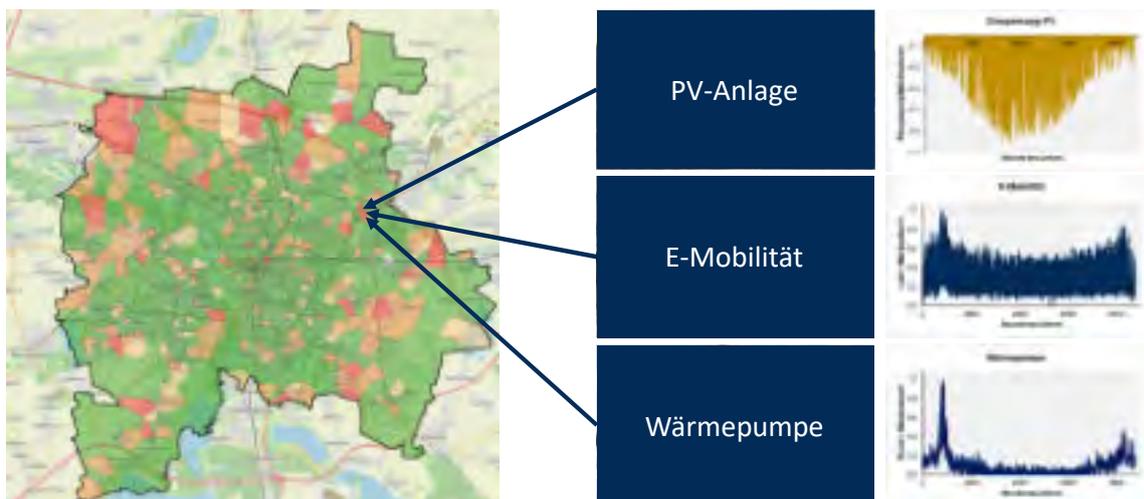
5 Neue Einspeiser - Neue Lasten: Wie gestalten wir die Netze der Zukunft?

16. September 2024



Zeitreihenbasierte Last- und Einspeiseprognose

Zur internen Verwendung

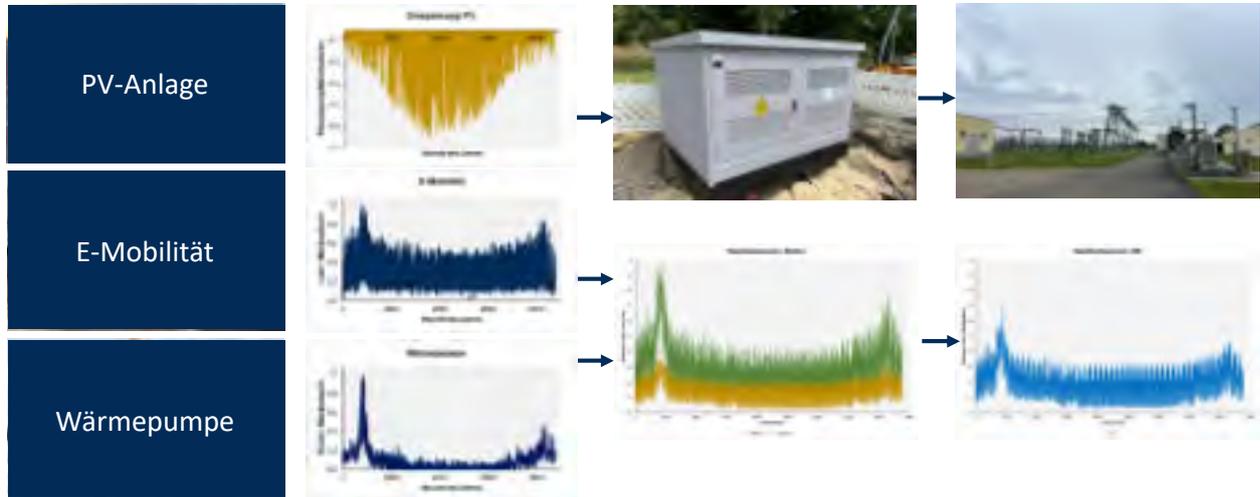


6 Neue Einspeiser - Neue Lasten: Wie gestalten wir die Netze der Zukunft?

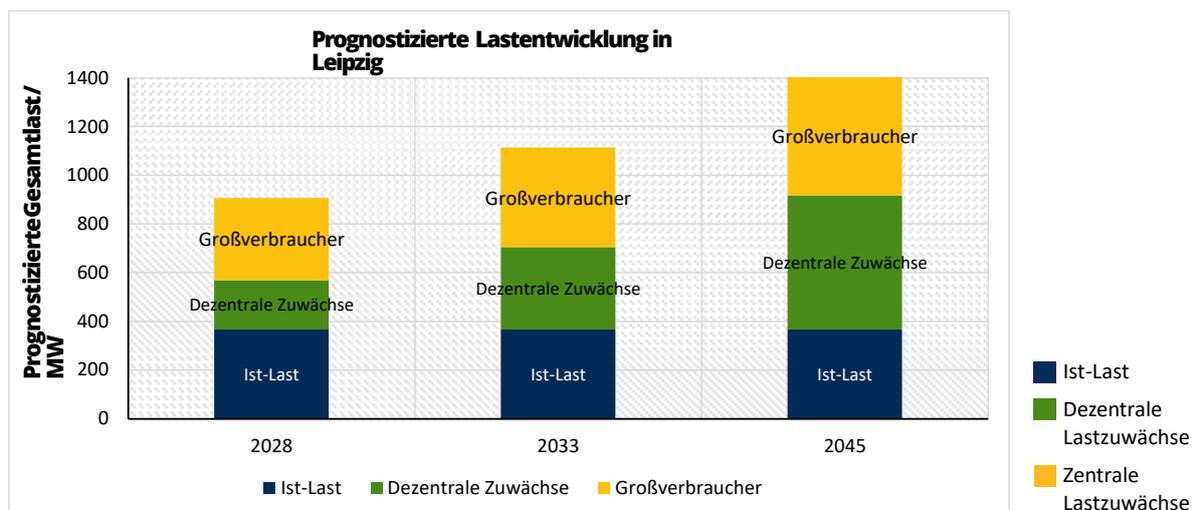
16. September 2024



Zeitreihenbasierte Last- und Einspeiseprognose

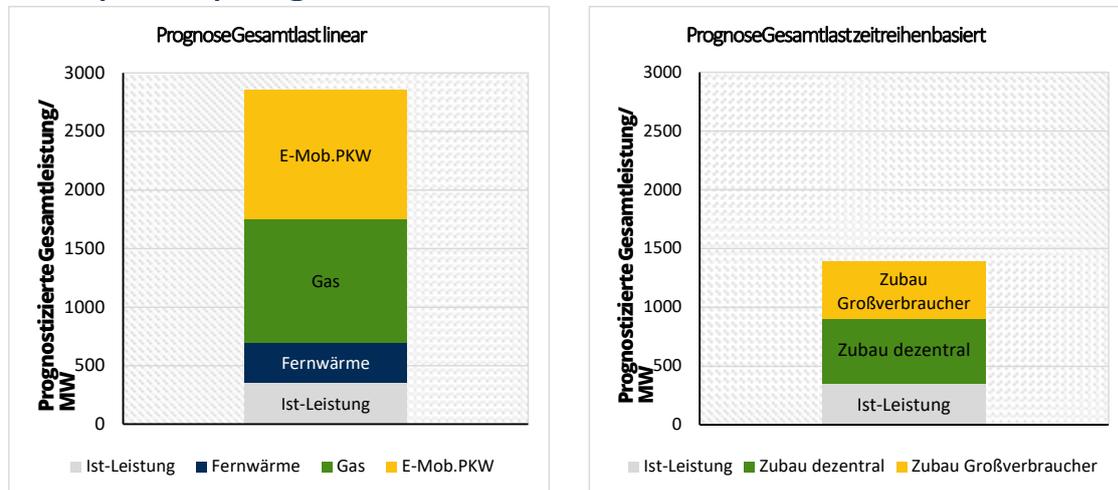


Prognostizierte Jahresspitzenlast in Leipzig



Zur internen Verwendung

Vergleich: lineare und zeitreihenbasierte Last- und Einspeiseprognose



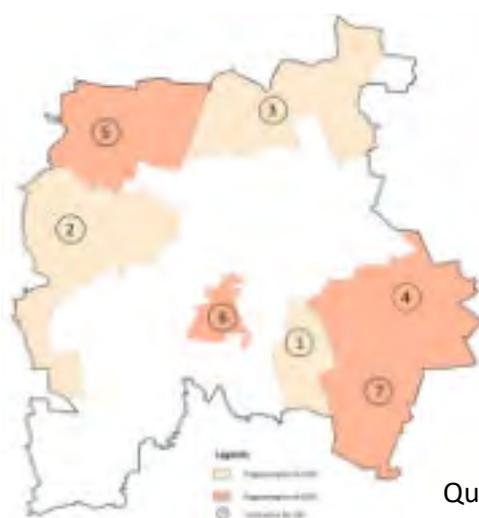
9 Neue Einspeiser - Neue Lasten: Wie gestalten wir die Netze der Zukunft?

16. September 2024



Neue Umspannwerke – robust und flexibel

Zur internen Verwendung



Quelle: [3]

Robust:

- Grundstückssicherung

Flexibel:

- UW so vorbereiten, dass ein 3. Trafo möglich ist
- Transformatoren mit 2 MS-Spannungsebenen
- Transformatoren umrüstbar 40 / 50 MVA Nennleistung

10 Neue Einspeiser - Neue Lasten: Wie gestalten wir die Netze der Zukunft?

16. September 2024



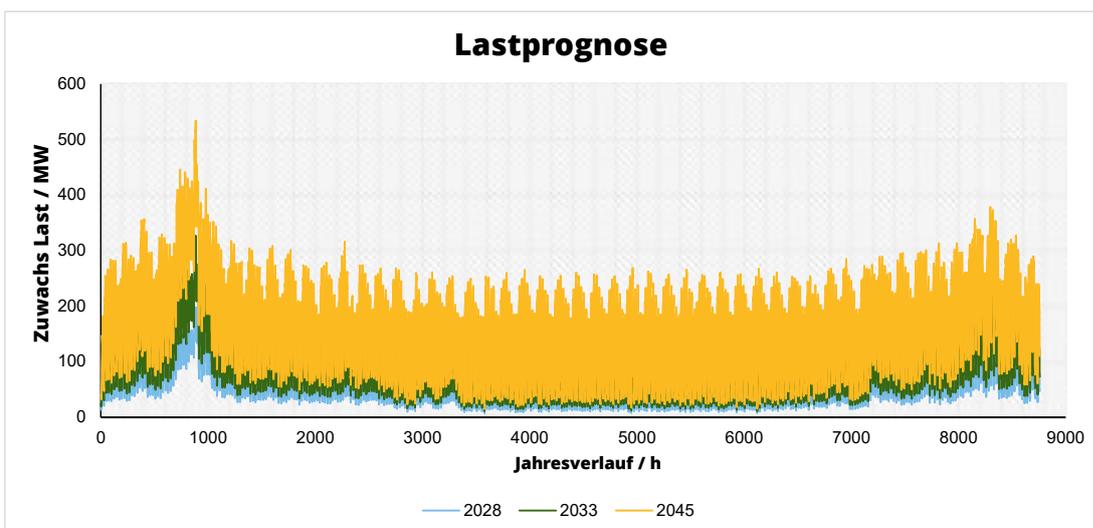
Ausbaubedarf Mittel- und Niederspannung

Jahr	Bedarf an neuen ONS	Jahr	Bedarf an neuen MS-Kabeln/ km
2028	32	2028	95
2033	121	2033	256
2045	363	2045	356

Quelle: [3]

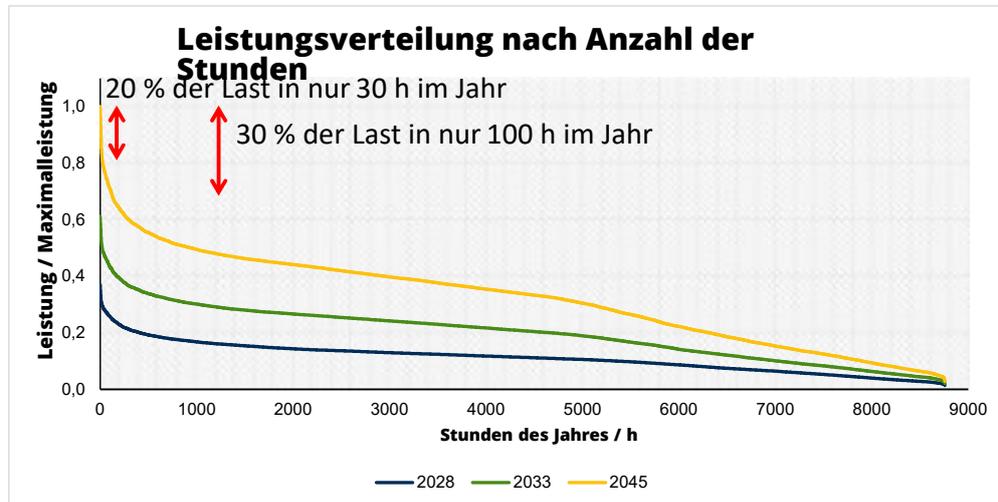
11 Neue Einspeiser - Neue Lasten: Wie gestalten wir die Netze der Zukunft? 16. September 2024

Prognose des Jahreslastgang (Lastzuwachs)



12 Neue Einspeiser - Neue Lasten: Wie gestalten wir die Netze der Zukunft? 16. September 2024

Prognose des Jahreslastgang (Lastzuwachs)



Zusammenfassung

- Die Integration von neuen Erzeugern und neuen Lasten in bestehende elektrische Netze stellt die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen
- Mit Hilfe von zeitreihenbasierten Prognosen lassen sich die zukünftig zu erwartenden Lastflüsse abschätzen und als Ausgangspunkt für die Netzplanung verwenden
- Dennoch können nicht alle Entwicklungen voraus abgesehen werden
- Netzausbau erfolgt wirtschaftlich robust und flexibel



Literatur

- [1] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE: *ABLEITUNG VON REGIONALSCENARIEN FÜR DIE PLANUNGSREGION OST FÜR DIE ERSTELLUNG DES NETZ-AUSBAUPLANS NACH § 14 DENWG*, Kassel, Februar 2024
- [2] Planungsregion Ost: *Regionalszenario 2023*, Juni 2023
- [3] Netz Leipzig GmbH: *Netzausbauplanung der Netz Leipzig GmbH nach § 14 d EnWG – NAP 2024*, Leipzig, April 2024

Kontakt

Dr. Sebastian Schreiter
Grundsatzplanung Strom

Telefon: 0341 121-5138
sebastian.schreiter@netz-leipzig.de

Referenten

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch

Hochschule Magdeburg-Stendal

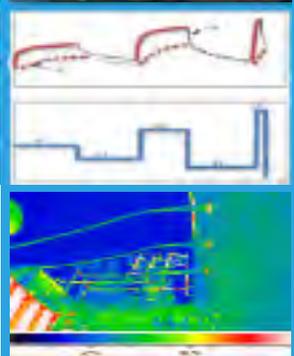
Professor Dr.-Ing. Maik Koch ist seit Dezember 2014 an der Hochschule Magdeburg-Stendal tätig. Er betreut die Gebiete Hochspannungstechnik, regenerative Erzeugung, und elektrische Netze.

Maik Koch kommt ursprünglich aus dem Raum Cottbus und ist ausgebildeter Elektriker. Er studierte an der FH Lausitz und der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus und wurde 2008 an der Universität Stuttgart promoviert. Seine Doktorarbeit behandelte die Zustandsbestimmung von Transformatoren.

Bis 2013 war Maik Koch Leiter des Produktmanagements beim führenden Prüfgeräte-Hersteller Omicron Electronics in Österreich und leitete anschließend das Isolierstofflabor der schweizerischen Fachkommission für Hochspannungsfragen. Er ist außerdem Mitglied im Fachverband VDE und engagiert sich in internationalen Experten-Plattformen.



Notizen:

		
		<h2>TASK FORCE HÖHERAUSLASTUNG IM NETZ DER ENERGIEWENDE</h2>
		<ol style="list-style-type: none"> 1. Warum? Schneller Zubau von Erzeugerleistung bei schleppendem Netzausbau 2. Vorhandenes Netz höher auslasten, aber dynamisch und mit Blick auf schwächstes Glied der Übertragungskette 3. Monitoring, Diagnose, Asset Management anpassen 4. Es ist machbar! <p>M. Gerber, M. Köhler, Maik Koch, S. Kornhuber, A. Kuchler, M. Kurrat, M. Schäfer, S. Uhrig, A. Babizki</p>



2023 1'777 km gebaut, 12'000 km in Planung oder Bau

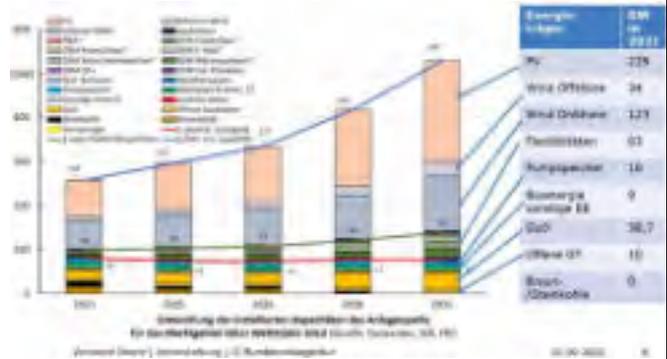
2020 Tatsächlich EE: 47 %

2010 DENA Netzstudie II: Es wurden 90 km realisiert. Wir brauchen 3'700 km neue Leitungen für 39 % EE in 2020

2005 DENA Netzstudie I: Wir brauchen 850 km Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz

Motivation TF „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“

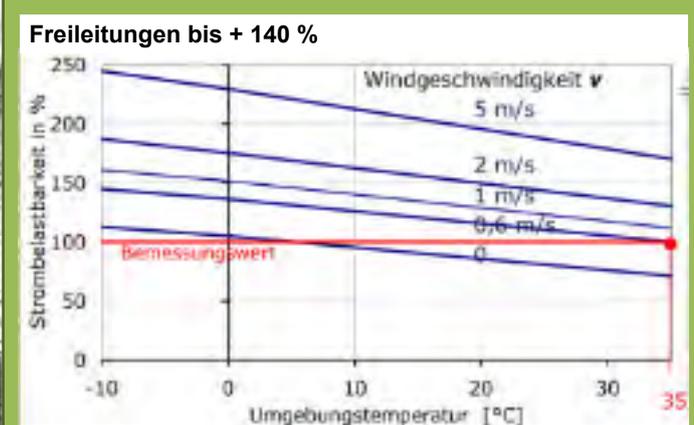
- Kann die Strombelastbarkeit Jahrzehnte alter Betriebsmittel erhöht werden, wenigstens für kurze Zeit?
- Welche Diagnoseverfahren eignen sich besonders, um hohe Belastung zu erkennen?
- Wie sieht effektives Asset Management in einem hoch ausgelasteten Netz aus?
- Was ist schnell umsetzbar und praktisch nützlich?



Lifetime Optimization: GEHT DA NOCH WAS?



Freileitungen bis + 140 %

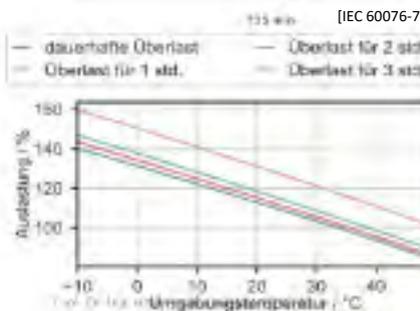
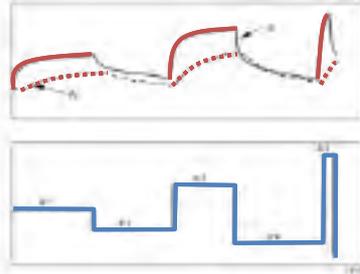


[S. Großmann et al. Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen und Schaltanlagen]

Höhere Strombelastbarkeit?
Das schwächste Glied der Übertragungskette zählt!

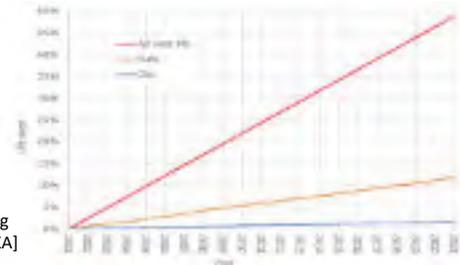


Transformatoren: Vorbildlicher Transformer Loading Guide

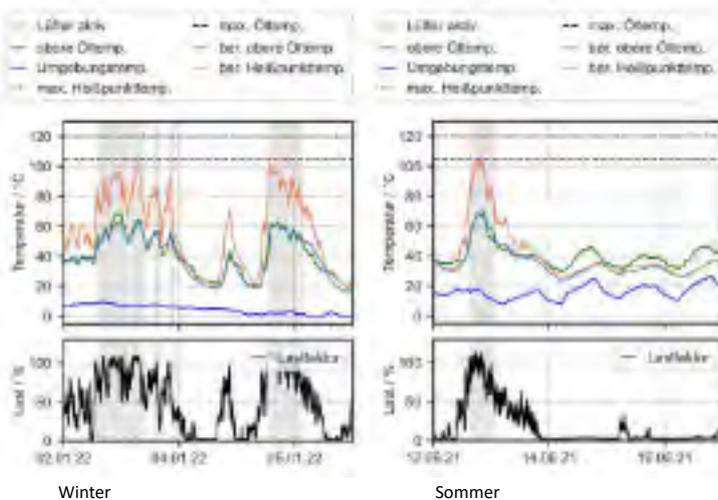


- Umgebungstemperatur bestimmt dauerhafte Belastbarkeit
 - Wind und Sonne nur geringfügig
- Dynamische Überlastbarkeit nach IEC 60076-7:
 - 150 % bei normalzyklischer Last und $S_r < 100$ MVA
 - 130 % bei normalzyklischer Last und $S_r > 100$ MVA
- Dabei Heißpunkttemperatur $< 120^\circ\text{C}$, Obere Öltemperatur $< 105^\circ\text{C}$
- Langzeit- und Kurzzeit Emergency Loading mit noch höheren Temperaturen und Lastfaktoren

Lebensdauerverbrauch bei unterschiedlicher Belastung [T. Stirl Trafos für Offshore-WKA]



Beispiel 63 / 80 MVA Trafo an Onshore-Windpark

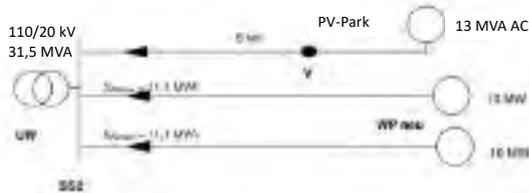


- Kühlung ONAN/ONAF
- 95 MW Windpark, volle Einspeisung
- Überlastet mit 119 % im Sommer und Winter
- 105°C o.Ölt. nicht annähernd erreicht
- Thermally upgraded paper – kein Lebensdauerverlust bis 110°C
 - Normales Papier: 98°C

Kein Lebensdauerverlust bei dieser Betriebsweise!

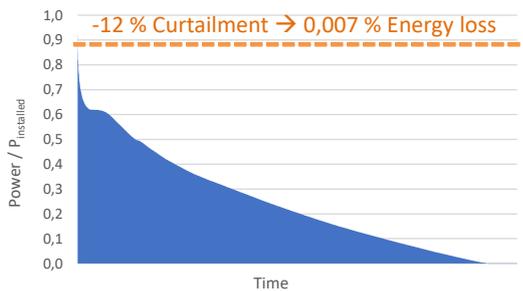
Praxis eines Verteilnetzbetreibers:

Erneuerbare ans Netz bringen



- BDEW TR „EZA am MS-Netz“
 „... muss hier mit Dauerlast (Belastungsgrad = 1, anstelle der oft üblichen EVU-Last) gerechnet werden.“

35,2 MVA > 31,5 MVA, 112 % → nicht möglich



Lösungen:

1. Neuer Trafo, 40 MVA, ca. 800 T€, 3 Jahre
2. Ausnutzung zyklischer Belastbarkeit + 150 % nach Loading Guide → 53 MVA
3. Gleichzeitigkeit Wind und PV nutzen, Leistungsspitzen abschneiden

Für eine schnellere und kostengünstigere Energiewende!

LEAG EE-Projekte (Stand 06/2023), insgesamt ca. 10 GW_p

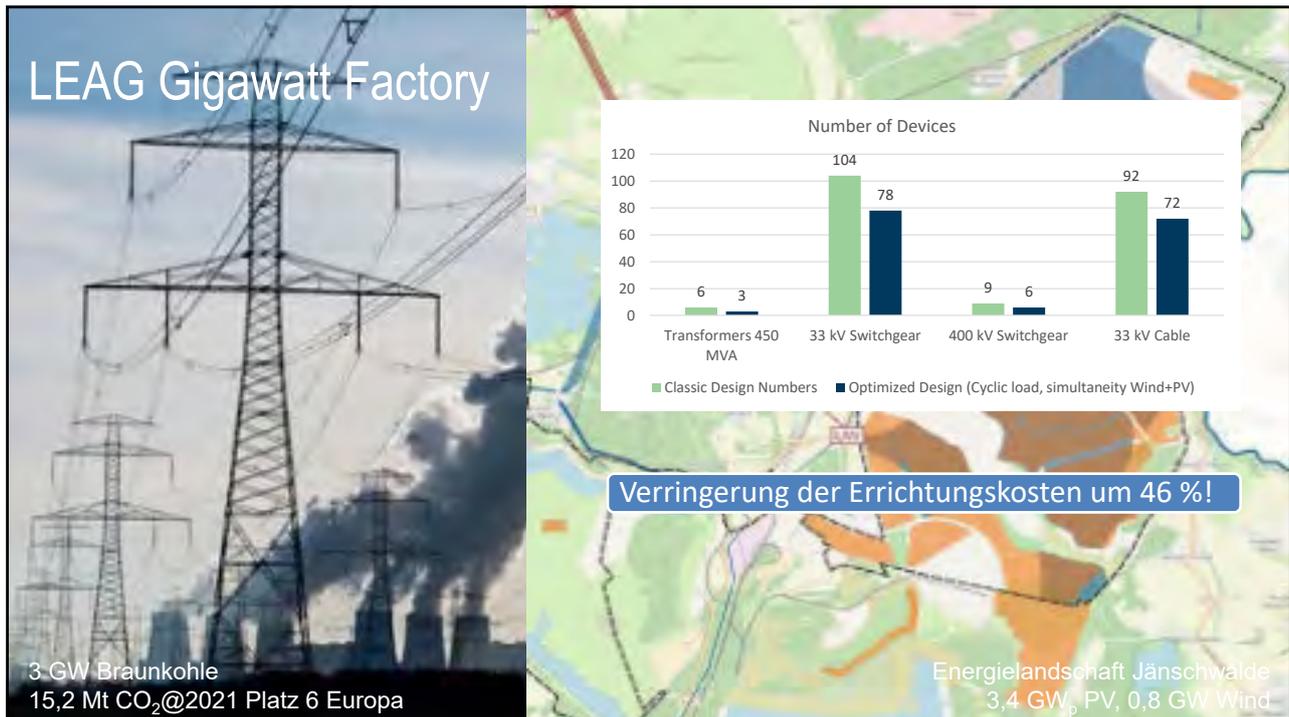
Projekte mit Status ‚Dev-Go‘
 Dev-GO: Development Go (in der Projektentwicklung)

Energiewald Welzow-Süd			
Projekte	Technologie	Inst. Leistung	Gepl. IBN
Solarpark Hühnerwasser-Wolkenberg	PV	231 MW	2026
Energiepark Drebkau	PV	110 MW	2026
Wind Kausche a (ohne B-Plan)	Wind	223 MW	2027
Wind Kausche b (mit B-Plan)	Wind	50 MW	2027
Zusätzliche Dev-Go in 2023	Wind PV	173 MW 535 MW	
Summe		1.322 MW	



Energiewald Jänschwalde			
Projekte	Technologie	Inst. Leistung	Gepl. IBN
Energiepark Bohrau 2	PV	223 MW	2026
Solarpark Grötsch	PV	60 MW	2027
Forst Briesnig 3	Wind	144 MW	2027
PV Forst 1	PV	345 MW	2027
PV Forst 3	PV	223 MW	2027
Zusätzliche Dev-Go in 2023	Wind PV	432 MW 1.293 MW	
Summe		2.720 MW	

Energiewald Nochten / Reichwalde			
Projekte	Technologie	Inst. Leistung	Gepl. IBN
Am Modergraben	Wind	36 MW	2027
Reichwalder Schäfererei	Wind	86 MW	2029
Zusätzliche Dev-Go in 2023	Wind PV	130 MW 327 MW	
Summe		579 MW	



Monitoring und Diagnostik bei normalzyklischer Überlastung



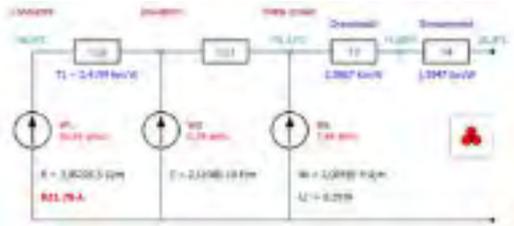
- Ölanalyse
 - Dielektrisch-chemische Alterungsindikatoren: Säurezahl, TanDelta
 - Gas-in-Öl: Methan, Ethan, Ethylen
 - Furane, Alkohole
- Management der Feuchte im Papier < 3 %
 - Insbesondere wegen Gefahr des Bubbling
- Durchführungen
 - Schlechte Wärmeabfuhr und enge dielektrische Auslegung
 - Messung von Kapazität und TanDelta, PDC, FDS
- Laststufenschalter
 - Visuelle Inspektion, Widerstand und DRM, vibroakustische Messung

Was online messbar und sinnvoll ist, direkt im Betrieb messen

- Insbesondere Öltemperatur und Wicklungstemperatur

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de Slide 10

Strombelastbarkeit von Kabeln



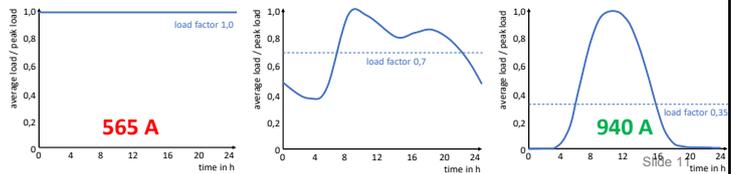
[Cigre TB 880] $K^*m/W = \text{Therm. Widerstand}$



[Leprich et al. „Ausbau elektrischer Netze mit Kabel...“]

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

- Wärmeleitfähigkeit des Bodens
 - ca. 60 % des therm. Widerstands!
 - Genaue Kenntnis hebt Reserven
- Fallbeispiel Berlin: Bodenart Sand / Talsand mSfs:
 - 0,5 – 1,15 K^*m/W**
 - Oder Bettung in Spezialbetonen, bis 0,25 K^*m/W
- Belastungsgrad
 - Dauernd / Zyklisch / Längerer Störbetrieb, zB. 5 Tage / Kurzzeitiger Störbetrieb
 - EE Erzeugerprofile nicht abgebildet: Eigene Berechnung mit Zeitreihen
 - Beispiel NA2XS2Y 18/30 kV 1000 mm², 10fach Häuf.



Hot Spot Table Stromnetz Berlin

Datum der Betrachtung		07.08.2025				
Übertragungskette	Strombelastbarkeit in A: UW1	Schaltanlage	Stromschiene	2100		
			SS-Trenner	630		
			Leistungsschalter	1250		
			Leitungstreiber	1230		
		Wandler	Bemessungsstrom	400		
			thermisch zulässiger	480		
Strombelastbarkeit in A: UW2	Strombelastbarkeit in A: UW2	Schaltanlage	Stromschiene	1600		
			SS-Trenner	1600		
			Leistungsschalter	1250		
			Leitungstreiber	630		
		Wandler	Bemessungsstrom	600		
			thermisch zulässiger	720		
Belastbarkeit im Sommer und Winter	Belastbarkeit im Sommer und Winter	Belastbarkeit im Sommer und Winter		Strombelastbarkeit in A		
		zulässiger Strom in A Winter		dauernd	langer Störbetrieb	kurzer Störbetrieb
		zulässiger Strom in A Sommer		270	324	486
		Engpass im Winter		Kabel	Kabel	Wandler UW1
		Engpass im Sommer		Kabel	Kabel	Kabel

Nr.	Hotspot Name	Link	Quelle	Datum der Betrachtung	in Betrieb		betroffene Leitungen	Reihung	Kabeltyp	Strombelastbarkeit in A		
					von	bis				dauernd	langer Störbetrieb	kurzer Störbetrieb
1	Einführung LW 1. bzw. 110-kV-Systeme, 10-MV-Systeme		Einzeilbetriebs	01.10.1999	01.05.1996	30.11.2023	x, v	1	N2XS(F)2Y 3x1400/95	400	480	720
2	Hauptstraße, Querung Fernwärme		Einzeilbetriebs	15.04.2001	01.01.1970	31.12.2100	x	2	N0KUDET 3x1x185	270	324	486
3	Einführung LW 3. und LW4		Einzeilbetriebs	01.05.2025	01.12.2023	31.12.2100	x, v	1	N2XS(F)2Y 3x1400/95	525	630	945

Engpass Ölkabel

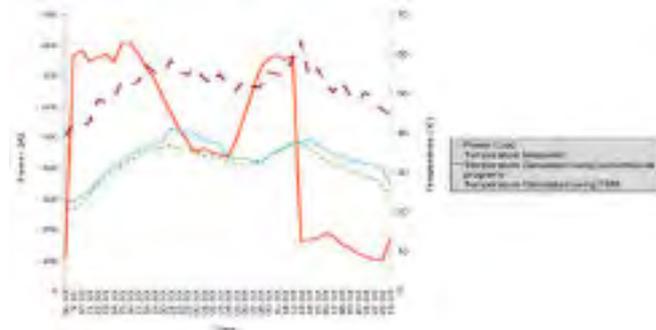
Betrieb mit höherer Belastung bei Kabeln

Bestehende Kabelnetze

- Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens
 - Fallbeispiel: Überschätzung der Temperatur durch konventionelle Berechnungen von ~ 18 K bei einer Außentemperatur von 0°C
- Dynamische Belastung
- Nachrüstung von Temperatursensoren

Neue Kabelnetze

- Distributed Temperatur Sensing (DTS)
 - Temperatur +/- 1 K, Ortsauflösung ca. 1 m Gesamtlänge bis zu 30 km,
 - Fallbeispiel: 200 A entsprechend 40 % Reserve
- Wärmeleitfähiges Bettungsmaterial
- Polypropylen-Isolierung 110°C
- Milliken-Conductor (Teilisolierung) bis +25 %

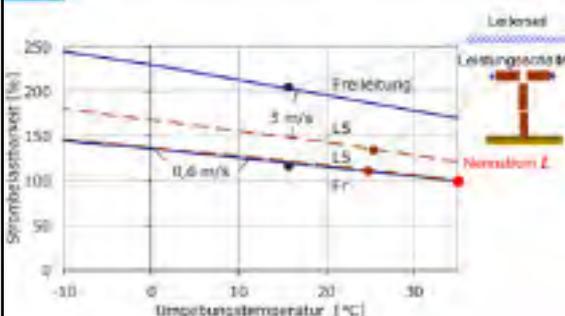


[D. Wald "Correlation between calculated transmission capacity and actual one"]

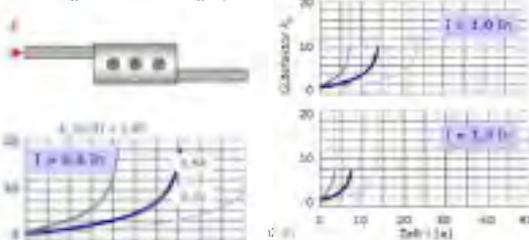
Monitoring und Diagnose

- Schwierig: Sehr beständiges Dielektrikum VPE trifft auf schlechte Zugänglichkeit
- Selten: Verlustfaktor, da nur integraler Wert
- Dielektrische Festigkeit: Teilentladung, auch on-line

Strombelastbarkeit bei Schaltanlagen

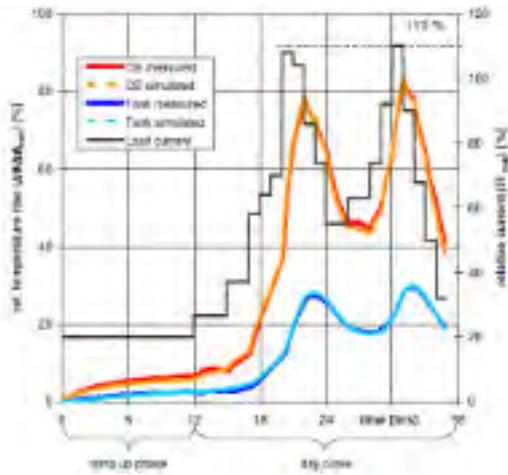


[S. Großmann et al. Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen und Schaltanlagen]



- Leistungsschalter mit zugeordneter Freileitung
 - Umgebungstemperatur wirkt sich ähnlich aus, jedoch nicht die Windgeschwindigkeit
- Herausforderung Schraubkontakte
 - Alterungsmechanismen:
 - Chemisch: Reaktionen des Kontaktstücks mit Umgebung
 - Kriechalterung durch Kriechen oder Spannungsrelaxation in den Kontaktstücken und Federelementen
 - Entstehung intermetallischer Zwischenschichten
 - Fretting: makroskopische und mikroskopische Reibung zwischen Kontaktstücken bei Temperaturwechseln
 - Alterung einer Aluminium-Aluminium-Schraubenverbindung, Freileitungsseil Al/St 183/30
 - 0,6 I_n – heutige Belastung
 - Anfangsgüte der Kontakte k_u
 - 60 % auf 100 % I_n führt zu halber Lebensdauer
 - Allerdings keine dynamische Untersuchung!

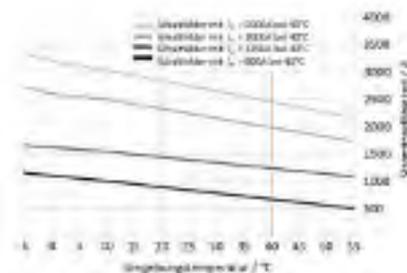
Herausforderung Gasisolierte Schaltanlagen



- Relative Erwärmung des Leistungsschalters einer MS-GIS über 24 h mit 110 % Spitzenauslastung, < 105°C [U. Kaltenborn; X.Dong: "Dynamic Thermal Simulation of Gas Insulated Switchgear"]
- Komplexität, vielfältige Bauteile und Funktionen

Leider keine Norm, welche die Ausnutzung von Zeitkonstanten ermöglicht!

- Heute möglich: Geringere Umgebungstemperatur

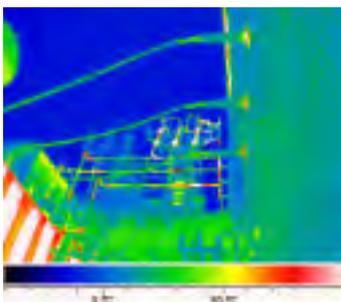


[Technischer Katalog „ABB ZX 2 Gasisolierte MS-Schaltanlagen“]

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

Slide 15

Monitoring und Diagnose bei Schaltanlagen



- **Infrarot-Thermographie für Hot Spots**
 - Schaltkontakte an Leistungsschaltern und Trennern, Verbindungen von Sammelschienen und Kabelanschlüsse
 - Fehlerhafte Verbindungen, überlastete Komponenten, schlechte Kontakte oder andere Defekte
 - Berührungslos, auch mit Drohne
 - Relativer Vergleich der drei Phasen
 - Online-Messung möglich
- **Mikroohmmessung**
 - Fragliche Genauigkeit: Qualität der Messgeräte, Vorbereitung der Hilfsverbindungen, Umgebungstemperatur
 - Regelmäßige Messung für Trends

Slide 16

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb lohnt sich!

TransnetBW GmbH

Ein Netz, das sich dem Wetter anpasst, ist Gold wert!

Wir Übertragungsnetzbesitzer in Deutschland **Ampion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW**, haben im Zeitraum von November 2022 bis Oktober 2023 durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb 25 Prozent der #RedPatch-Maßnahmen eingespart. Das entspricht einer Milliarde Euro!

Bei kalten Temperaturen und Kühlung durch Wind kann mehr Strom übertragen werden als beispielsweise an heißen Sommertagen. Indem wir die Witterungsverhältnisse berücksichtigen, können wir die Belastbarkeit unserer Leitungen signifikant erhöhen. Dadurch lassen sich Engpässe und somit RedPatch-Kosten reduzieren.

Als TransnetBW haben wir unsere Regelleine flächendeckend mit Messstationen ausgestattet. Die Karte zeigt die Verteilung einiger der insgesamt 270 Messstationen, mit denen wir witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb möglich machen.

Mehr Informationen zu diesem Thema gibt es bei: <https://maik.koch@h2.de>

#StromNetzSicherheit #WirKönnenDas

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de Slide 17

Asset Management bei hoher Auslastung

Kurzfristige Perspektive:

- Betrieb ermöglichen (OPEX),
- IR Thermographie,
- evt. kurzfristige Instandhaltung
- → Ausfallrisikoindex

Langfristige Perspektive:

- Lebensdauerverbrauch (CAPEX),
- Ölanalyse,
- langfristiger Erneuerungsbedarf
- → Lebensdauerverbrauchsindex

Dringend Mängel beheben: Hotspots in Durchführungen, therm. Fehler im Aktivteil

- 88 Trafos der Rheinischen Netzgesellschaft
- Durchschnittlich 44,5 a alt
- 20-40 MVA
- 110 / 20 kV

Mittelfristige Maßnahmen:
geringe U_d ,
Undichtigkeiten

Guter Zustand:
kurzzeitige Überlast möglich

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de Slide 10

Und die rechtlichen Fragen?

- Ziel des rechtlich sicheren Netzbetriebs: Nicht schuldhaft handeln
 - Auskunftspflichten durch Höherauslastung einhalten (z.B. em Beeinflussung)
 - Netz nach anerkannten Regeln der Technik betreiben

§ 49 Abs. 2 des EnWG fordert: *[Bei Errichtung und Betrieb von Energieanlagen] „sind ... die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn ... die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. [...] eingehalten worden sind.“*

- Wesen jeder Innovation besteht darin, die „anerkannten Regeln der Technik“ zu erweitern oder zu verlassen → Kann innovationshemmend wirken!
- Andererseits: Verpflichtung zur bedarfsgerechten Optimierung seiner Stromnetze § 11 Abs. 1 EnWG

Lösungen

Interne genaue Dokumentation (Änderungen, Sicherheit)

Anpassung der Normen

Vorgaben der Politik

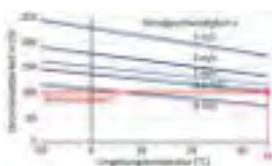
Versicherungsschutz und Haftungsbegrenzung

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

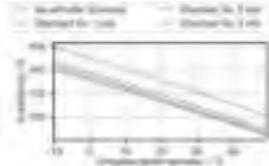
Slide 19

Können die Betriebsmittel höher ausgelastet werden?

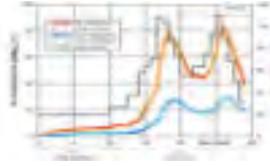
Freileitungen + 58 %



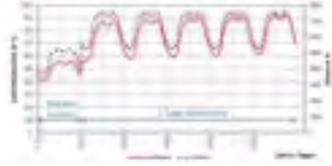
Trafos + 30 / 50 %



Schaltanlagen + 15 %



Kabel + 60 %



Dynamische, temperaturbasierte Belastbarkeit statt statischer Stromwerte

- Jedes Betriebsmittel hat statische und / oder dynamische Reserven
- Sehr unterschiedliche Reserven → Übertragungskette → „Hot Spot Table“
- Genaues Verständnis von Erwärmung, Alterung, Ausfallrisiken und Ausfallfolgen nötig
- Modelle prognostizieren Belastbarkeit und ergänzen fehlende Messwerte
- Monitoring sichert höhere Strombelastbarkeit ab (zeit- und ortsaufgelöstes)
- Diagnose, Monitoring und Asset Management müssen an höhere Auslastung angepasst werden

Herausforderungen

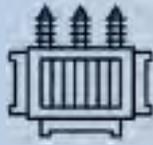
- Verbesserte Modelle, Normen besonders für Schaltanlagen
- Erfahrungen für Kontakte und Verbinder
- Dynamische Anpassung in Netzleitsystemen
- Innovationshemmnis EnWG: § 49 „Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik“ führt zur Zurückhaltung bei neuen technischen Ansätzen

**Technische Grundlagen lange bekannt
→ Mut zum Einsatz!**

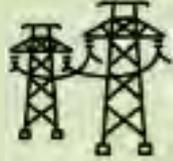
Prof. Dr.-Ing. Maik Koch, maik.koch@h2.de

Slide 20

Inhalt und Aufbau der Broschüre



Transformator



Freileitung



Kabel



Schaltanlage

2.	Thermische Belastbarkeit und Zuverlässigkeit
3.	Empfehlungen zum Betrieb bei höherer Auslastung
4.	Zustandsbewertung und Asset Management
5.	Praxisbeispiele

Referenten

Thomas Kessler

Siemens Energy

Thomas Kessler ist Portfolio & Market Application Manager in der Abteilung Grid Technologies Services von Siemens Energy.

Er studierte Elektrotechnik an der Universität Wuppertal. Er begann vor 31 Jahren im Business Development in Erlangen, bevor er zum Projektleiter für strategische Projekte wechselte. Später wurde er Leiter der Abteilung "Strategy & Innovation Planning" und Leiter des "Product Lifecycle Management Transformer Services".

Mit seiner langjährigen Erfahrung im Transformatoren- und Kundendienstbereich war er prädestiniert, über "Instandhaltungsstrategien für Leistungstransformatoren" zu referieren.



Notizen:



TLM 2024



**Über
Autobahnbrücken
und Leistungs-
transformatoren**

Transformer Life Management Konferenz 2024, Zeulenroda

**SIEMENS
energy**

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke. Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

Kundengespräche im letzten Jahr: Was sind Ihre größten Herausforderungen hinsichtlich Leistungstransformatoren?

**SIEMENS
energy**

Amerikanische und europäische Kunden:

- Lieferzeiten zwischen **3** und **5** Jahren, Tendenz steigend
- Bereitschaft, neue Wege in Erwägung zu ziehen

Chinesische Kunden:

- Erhöhung der Kurzschluss-Kapazität
- **Akzeptable Lieferzeiten**

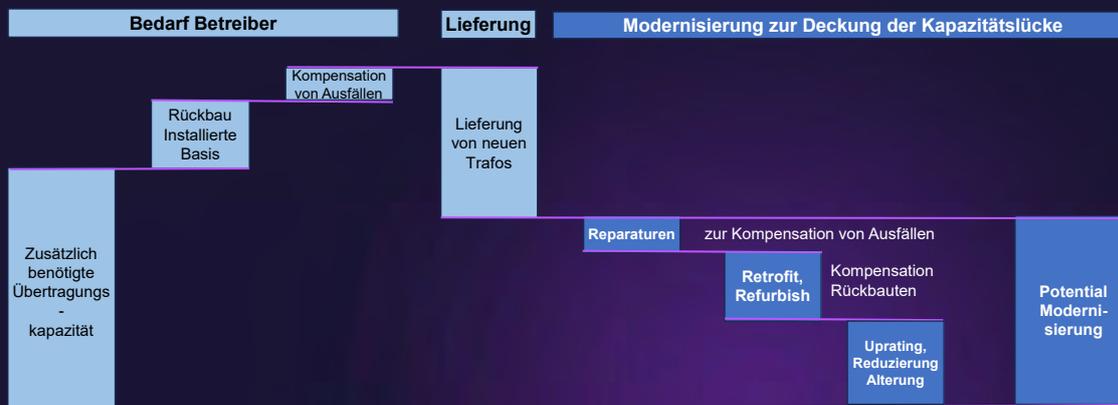
Gründe?
Auswege?
Perspektiven?

16.09.2024 Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke. Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 2

**17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes**

Eine Betrachtung der Kapazitätsanforderungen als Ausgangspunkt: Bedarf, Lieferungen, Kapazitätslücke?

SIEMENS ENERGY



Quellen: Siemens-Energy interne Marktdaten

16.09.2024

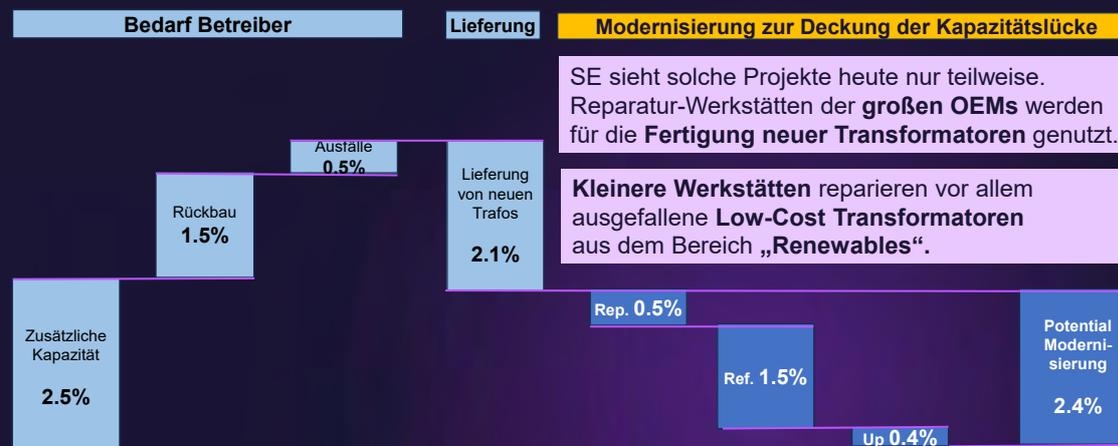
Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

3

Europa: Neulieferungen decken vor allem den zusätzlichen Bedarf. Absehbare Lücke: Kompensation von Rückbauten und Ausfällen.

SIEMENS ENERGY



Quellen: Siemens-Energy interne Marktdaten

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

4

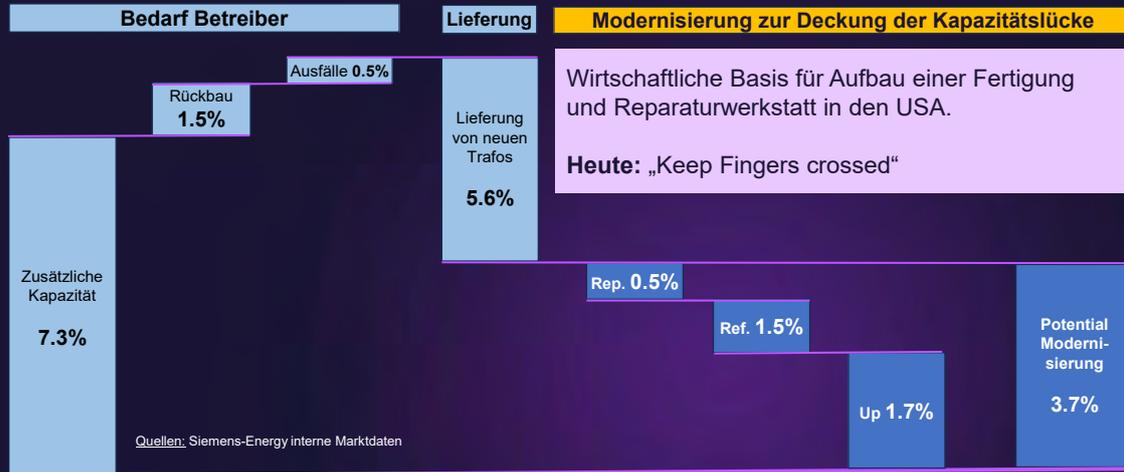


TLM 2024

USA: IRA als Treiber von Neubeschaffungen und Modernisierungsbedarf. „Prinzip Hoffnung“ für bestehende Kapazitätslücke.



IRA: Inflation Reduction Act

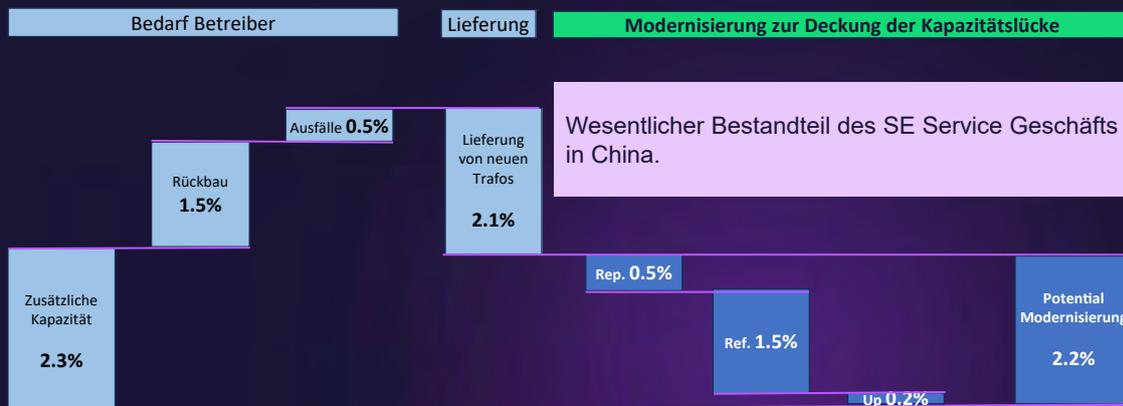


16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 5

China: Modernisierungen decken die Kapazitätslücke Akzeptable Lieferzeiten von neuen Transformatoren



Quellen: Siemens-Energy interne Marktdaten

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 6

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Kundengespräche im letzten Jahr: Fazit Absehbarer Investitionsstau in Europa und USA



Amerikanische und **europäische** Kunden:

Die absehbare Kapazitätslücke soll mit der Lieferung neuer Transformatoren geschlossen werden.

Folge: **Lange Lieferzeiten, anwachsender Investitionsstau.**

Chinesische Kunden:

Gesamtheitliche Betrachtung von Neutransformatoren und Modernisierungen.

Folge: **Kurze Lieferzeiten, kein erkennbarer Investitionsstau.**

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

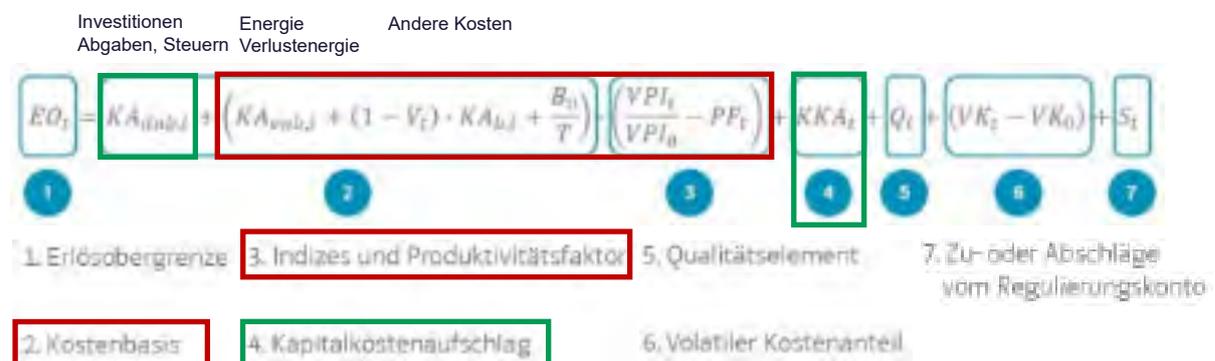
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

7

Erklärungsversuch: Regulatorischer Fokus auf dem Netzausbau, Produktivitätsdruck auf den Erhalt der Installierten Basis (I)



Regulierung in Deutschland: Energieübertragung und Verteilung:



Quellen: Bayernwerk; Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV)

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

8

Erklärungsversuch: Regulatorischer Fokus auf dem Netzausbau, Produktivitätsdruck auf den Erhalt der Installierten Basis (II)

How does a transmission formula rate work?

Transmission formula rates are designed to calculate a utility's cost of providing transmission service, which is then used to set rates. An example of a traditional cost-of-service formula is shown below. While actual formula rates would contain more details, this simple example will give you a flavor of how this works.

As briefly described above, a utility's cost of transmission service generally consists of the following categories:

- **Return**—the cost of financing the utility's investments, which compensates the utility's shareholders and debtholders for the risks they bear investing their capital
- **Operation and Maintenance**—the cost of operating and maintaining transmission facilities
- **Depreciation Expense**—the cost of installing transmission facilities, spread over time
- **Other Expenses**—other costs of service not accounted for in the other cost categories
- **Income Taxes and Other Taxes**—the cost of income taxes and other taxes incurred by the utility
- **Other Operating Revenue**—any revenues a utility receives from services other than transmission service (for example, rent payments from telecommunications utilities for use of electric poles).

Adding these components into the utility's annual cost of service, or in other words, the amount of annual revenue a utility requires to provide transmission service:

$$\text{Cost of Service} = R + O\&M + DE + OE + IT + OT - OR$$

$$R = \text{Return}$$

- O&M = Operation and Maintenance
- DE = Depreciation Expense
- OE = Other Expenses
- IT = Income Taxes
- OT = Taxes-Other Than Income Taxes
- OR = Other Operating Revenue

Regulierung in **USA**: Energieübertragung und Verteilung:

Source: FERC Online

Kommt Ihnen diese Situation bekannt vor? Das „Autobahnbrückenproblem“



Hintergrund: Fokus auf Kapazitätsaufbau, ausbleibende Sanierungen



Notwendige Sanierungen blieben aus

Quelle: Deutschlandfunk

In ganz Deutschland werden immer noch über die geplanten Kosten hinaus für die Straßenbauarbeiten für die nächsten fünf bis zehn Jahre mehr als 100 Milliarden Euro benötigt. In den vergangenen Jahren sind die Investitionen in den Straßenbau um fast 50 Prozent gesunken. Insbesondere große Tal- und Flusstalbrücken, die bis zu 100 Jahre alt sind, werden nicht mehr saniert. Die Bundesregierung hat sich verpflichtet, bis 2030 für die Sanierung von 4000 Brücken zu sorgen. Bislang sind nur 1000 saniert worden.

Im Sommer 2024, das eine mögliche Alternative sein könnte, sieht es nicht viel besser aus. Investitionen und Budgets für die Sanierung von Straßenbrücken.



16.09.2024 Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 11

Ansatzpunkt der Autobahn GmbH: Bundesweites, langfristig angelegtes Autobahnbrücken-Modernisierungsprogramm



Quelle:

Bundesautobahngesellschaft

Kampf gegen den Investitionsstau

Der zentrale Baustein des deutschen Autobahnverkehrs ist das Bundesautobahnnetz. Die Bundesautobahngesellschaft (Autobahn GmbH) ist für die Instandhaltung und Modernisierung des Netzes verantwortlich. Die Bundesautobahngesellschaft hat ein langfristiges Modernisierungsprogramm aufgelegt, das die Instandhaltung und Modernisierung des Netzes sicherstellt. Die Bundesautobahngesellschaft hat ein langfristiges Modernisierungsprogramm aufgelegt, das die Instandhaltung und Modernisierung des Netzes sicherstellt.

Quelle: Deutschlandfunk

08. März 2024

Zukunftsaufgabe Brückenmodernisierung

Die Brückenmodernisierung ist eine der vorrangigsten Zukunftsaufgaben der Autobahn GmbH. Die Autobahn GmbH geht die Brückenmodernisierung über Bundesländergrenzen hinweg mit einem langfristig angelegten Modernisierungsprogramm konzentriert und gebündelt an. Auf unserer neuen Themenseite Brücken finden Sie umfassende Informationen zu den Autobahnbrücken und zur

Quelle: Autobahngesellschaft GmbH

16.09.2024 Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 12

Ansatzpunkt von Siemens Energy: Flottenmodernisierung im Rahmen von strategischen Partnerschaften mit Betreibern

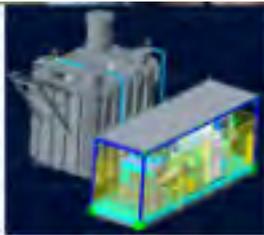


Hintergrund:

Die Umsetzung von Modernisierungsprogrammen erfordert Ressourcen und Kapazitäten, ähnlich dem Neubau von Transformatoren, z.B.:



Trocknung



Mobile Testfelder



Experten

Ziele:

Qualitativ hochwertige und wirtschaftliche Lösungen für den Betreiber.
Gleichmäßige Auslastung für Siemens Energy.

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

13

Maßnahmen: Erhalt der Betriebsbereitschaft durch vorbeugende Wartung



Beispiele:

DIAG Zustandsdiagnosen



SITRAM REG Ölregeneration



SITRAM DRY Trocknung



Siemens Energy erfasst und analysiert den Zustand der Flotte des Betreibers, u.a. basierend auf Ölproben. Als Ergebnis erhält der Betreiber qualifizierte Vorschläge zur präventiven Wartung, z.B. die Regeneration oder die Trocknung des Transformatoren-Öls. Ziel ist der Erhalt der Betriebsbereitschaft des Transformators.

Dauer der Umsetzung: **Weniger als 6 Monate** je Transformator, abhängig vom Transformator.

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

14

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Maßnahmen: Strategische Ersatzteil-Konzepte ermöglichen die schnelle Bereitstellung notwendiger Ersatzteile

SIEMENS ENERGY



Siemens Energy analysiert die Flotte des Betreibers hinsichtlich der Austauschbarkeit von Ersatzteilen. Gemeinsam mit dem Betreiber wird dann der Ersatzteilbedarf priorisiert. Basierend auf den Ergebnissen wird beim Betreiber ein Ersatzteillager aufgebaut.

Dauer der Umsetzung: **6 Monate** bis etwa **1 Jahr**, abhängig vom Umfang.

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

15

Maßnahmen: Erhöhung der Kapazität und/oder Reduzierung der Alterung durch Erhöhung der Kühlleistung

SIEMENS ENERGY



Table 2 - Relative ageing rates plus for hot-spot temperature

ΔT °C	Non-Assembled paper insulation k ¹	Assembled paper insulation k ²
20	1,128	0,869
30	1,259	0,813
40	1,413	0,769
50	1,595	0,732
60	1,808	0,701
70	2,067	0,674
80	2,388	0,651
90	2,788	0,631
100	3,285	0,613
110	3,900	0,600
120	4,665	0,591
130	5,616	0,584
140	6,710	0,580

Quelle: IEC 60076-7, Loading guide for oil-immersed power transformers

Die Erhöhung der Kühlleistung ermöglicht designabhängig eine Erhöhung der Übertragungskapazität um bis zu 10%. Alternativ kann die relative Alterung der Isolation um etwa 50% reduziert werden.

Dauer der Umsetzung: Weniger als **6 Monate** je Transformator.

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

16

Maßnahmen: Flottenmodernisierungsprogramm „Seriennahe“ Reparaturen, Refurbishment; Beispiel China



		Vorher	Nachher
Projekt Name	SGCC Shanxi Yuncheng transformer Retrofit		
End-anwender	SGCC Shanxi Yuncheng Power Supply Company		
Umfang	Windungstausch, Upgrade des Kühlsystems von ODAF nach ONAN/ONAF		

Überholung vom Tank, Windungstausch, Austausch und des Kühlsystems, Erhöhung der Kühlleistung, etc.

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

17

Maßnahmen: Vorort-Reparaturen Beispiele aus South America



Votorantim

- 01 x 200 MVA / 230 kV GSU
- Manufacturer: TUSA
- Complete winding replacement, drying and final electrical testing
- Year of installation: 2021



Petrobrás

- 01 x 120 MVA / 345 kV GSU
- Manufacturer: Crompton Greaves (India)
- Complete replacement of the active part (at TUSA factory)
- Final onsite electrical testing
- Year of installation: 2023



Unipar Solvay

- 01 x 120 MVA / 440 kV
- Manufacturer: TUSA
- VPT deimpregnation, disassembly and failure investigation
- Year of installation: 2023



CTEEP Miguel Reale

- 01 x 135 MVA / 345 kV GSU
- Manufacturer: TUSA
- Power uprate (cooling system exchange)
- Year of installation: 2023

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

18

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Vorschlag: Gesamtheitliches Flottenmodernisierungsprogramm in Abhängigkeit von Bedarf, Zustand, Relevanz und Zeitraum



Bedarf, Zustand	Relevanz	Vorschlag	Umsetzung in ...
Zusätzliche Kapazität	High	Neuer Trafo	>> 2 Jahre
	High	Uprating	< 6 Monate
	Mid	Reparatur, Refurbishment	≤1 Jahr
	High, Mid	Neuer Trafo	>> 2 Jahre
Alle	All	Lebensdauerverlängerung	< 6 Monate
		TBM, CBM, RBM (s. TLM `23)	< 0.5 Jahre

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

19

Maßnahmen

Cigré WG 5.37

„Regulatory framework on modernization and extension of useful life of transmission & distribution assets“



16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services

20



TLM 2024

Zusammenfassung

**SIEMENS
ENERGY**

In Europa und Nordamerika sind die langen Lieferzeiten von Leistungstransformatoren die größte Herausforderung der Endanwender.

China: Regulatorisch ausgewogene Behandlung von Neubeschaffung und Modernisierungen ermöglichen bessere Planbarkeit von Modernisierungen und kürzere Lieferzeiten.

Absehbar:

- „Autobahnbrückenproblem“ bei Leistungstransformatoren
- Investitionsstau
- Alterung der Installierten Basis

Siemens-Energy Vorschlag:

Flottenmodernisierungsprogramme im Rahmen von strategischen Partnerschaften

Cigré WG 5.37

„Regulatory framework on modernization and extension of useful life of transmission & distribution assets“

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 21

Haftungsausschluss

© Siemens Energy, 2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Änderungen und Irrtümer vorbehalten. Die Informationen in diesem Dokument enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können.

Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart werden.

16.09.2024

Grid Technologies Service

*1) Diese Präsentation enthält Siemens Energy Assets, die vor 2020 gebaut wurden und daher noch mit dem Logo der Siemens AG gekennzeichnet sind

© Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 22

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Kontakt

SIEMENS
energy



Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Grid Technologies Service
Humboldtstr. 64
90459 Nürnberg

Customer Support Center:

Tel.: +49 911 6505 6505

Email: support@siemens-energy.com

[siemens-energy.com/gt-service](https://www.siemens-energy.com/gt-service)

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 23

SIEMENS
energy

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

16.09.2024

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024 | Thomas Kessler, Siemens Energy GT Services 24

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Am falschen Ende gespart Qualitätsmängel bei mittelpreisigen Leistungstransformatoren

EnBW AG | Jan Kleyersburg
16.09.2024, TLM Zeulenroda

Hintergrund Einleitung

Gasturbinenkraftwerk Marbach 4

EnBW betreibt in Marbach am Neckar das besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) Marbach4, eine offene Gasturbinenanlage mit einer Leistung von 300MW. Die Anlage wurde von einem bekannten italienischen Anlagenbauer als Generalunternehmer geliefert und errichtet. Der Generalunternehmer hat den Maschinen- sowie den Eigenbedarfstransformator von einem ebenfalls italienischen Hersteller bezogen. Die Anlieferung erfolgte, zusammen mit der Turbine und dem Generator, per Schiff.



2

Hintergrund Technische Daten



40BAT01 - Maschinentransformator

- 435MVA
- 232 ±12 x 1,2% / 20 kV
- ONAF



40BBT01 - Eigenbedarfstransformator

- 11MVA
- 20 ± 4 x 2,5% / 10,5 kV
- ONAN

3

Erste Anzeichen Eintropfungen an Schweißnähten der Radiatoren



Lagerung der Radiatoren auf dem Baufeld

Die Radiatoren wurden, wie auch das restliche Zubehör, wochenlang ungeschützt im Freien gelagert.

Eintropfungen an Schweißnähten

Im Bereich der Anschlussflansche wurden erhebliche Eintropfungen an den Schweißnähten gefunden. Die Radiatoren wurden daraufhin im Herstellerwerk nachbearbeitet.



4

Erste Anzeichen Ölleckage am Eigenbedarfstransformator

— EnBW

Ölleckage am Eigenbedarfstrafo

Kurz nach der Montage und Öfüllung des Eigenbedarfstransformators wurde eine Undichtigkeit an einer Schweißnaht des Kessels festgestellt, wodurch es notwendig wurde, einen Radiator zu demontieren.

In dem demontierten Radiator wurden erhebliche Verunreinigungen gefunden, darunter auch magnetische, elektrische leitende, metallische Partikel bis 5mm Länge.

Daraufhin wurden sämtliche Radiatoren, auch die des Maschinentransformators, wieder demontiert und eingehend untersucht.



5

Erste Anzeichen Metallische Verunreinigungen

— EnBW



Prüfung mit Magneten

Partikel wurden mit Hilfe eines Magneten eingesammelt, hier an einer Ölsammelleitung



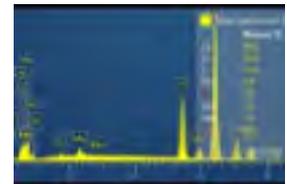
Wischproben

Wischproben wurden zur weiteren Materialanalyse genommen



Endoskopie

Schwieriger zugängliche Stellen wurden mittels Endoskopie untersucht



EDX-Analyse

Eine EDX-Analyse ergab u.a. unlegierte Stahlspäne, einzelne hochlegierte Stahlpartikel und unlegierte Stahl-Schmelzperlen u.v.m., aber keinen eindeutigen Hinweis auf die Quelle.

6

Untersuchung im Reparaturwerk



Reparaturwerk Halle (Saale)

Da weder mit dem Generalunternehmer noch mit dem Transformatorhersteller eine Einigung erzielt werden konnte, wurde der Transformator auf Kosten von EnBW zur Inspektion und Instandsetzung in ein Reparaturwerk in Halle an der Saale verbracht.

7

Untersuchung im Reparaturwerk Großflächige Verunreinigungen bestätigt



Schlierenartige Verunreinigungen in der Trafowanne

Die Verunreinigungen enthielten sowohl „gewöhnlichen“ Schmutz als auch metallische Partikel



Auch größere Partikel gefunden

In dem Bild ist ein metallischer Fremdkörper mit einer Länge von ca. 1cm zu sehen



Unsachgemäße Crimpverbindungen 220kV-seitig

Die Crimpverbindungen waren unfachmännisch ausgeführt und führten außerdem dazu, dass sich Litzenteile gelöst haben



Lose Kupferlitzen

Es wurden mehrere Kupferlitzen mit einer Länge von mehreren Zentimetern im gesamten Bereich des Aktivteils gefunden

8

Untersuchung im Reparaturwerk Diverse weitere Mängel gefunden

— EnBW



Beschädigte Kernbleche

Die Kernbleche waren an manchen Stellen verbogen, teilweise sogar eingerissen.

Lose Kernpressteile

An diversen Stellen wurden lose Kernpressteile gefunden. Teilweise waren diese bereits gänzlich heruntergefallen.

9

Untersuchung im Reparaturwerk Riss an Spannlasche eines Pressbalkens

— EnBW



Riss an einer Spannlasche eines Pressbalkens

An einer Spannlasche wurde ein, mit bloßem Auge deutlich erkennbarer, fast umlaufender Riss gefunden. Auch an anderen Spannlaschen wurden sichtbare Risse, mal größer, mal kleiner, festgestellt. Es stellte sich heraus, dass die Spannlaschen in die Balken eingeschweißt waren. Die Risse befanden sich in den Schweißnähten.

Daraufhin wurden alle Spannlaschennähte zunächst mittels Farbeindringprüfung näher untersucht.

10

Untersuchung im Reparaturwerk Alle Spannlaschen betroffen

Alle Spannlaschen hatten Anzeigen

Die Farbeindringprüfung zeigte, dass alle Schweißnähte der Spannlaschen betroffen waren. Umfangreiche weitere Materialuntersuchungen ergaben, dass das ausgewählte Schweißverfahren für diese Materialien ungeeignet war, schlecht ausgeführt wurde und außerdem ein falscher Zusatzwerkstoff verwendet wurde. Unten ist eine herausgetrennte Lasche zu sehen.



11

Untersuchung im Reparaturwerk Weitere Demontage



Demontage zur Inspektion

Ursprünglich sollten, nach dem Ausschichten des oberen Jochs, die Wicklungen zur Inspektion und Reinigung gezogen werden. Die Demontage des ersten Wicklungsblocks scheiterte, da der Wickelzylinder mit den Widerlagern der Zugstangen kollidierte, die das Schloss zum Pressbalken bilden. Allem Anschein nach müssen die innere Spannbänder der Kernsäule nachgegeben haben, so dass der Kern nun am (glücklicherweise massiv ausgeführten) Wickelzylinder anliegt. Die OS-Wicklung wurde separat gezogen, wobei die Stamm- und Regelwicklung aus Stabilitätsgründen als Block belassen wurde.

Da in den freigelegten Bereichen keine übermäßige Kontamination gefunden wurde und aufgrund der Fragilität der Wicklungen, wurden die Wicklungen der Schenkel V und W nur angehoben (siehe Bild links).

12

Sanierung Reparatur der Pressbalken

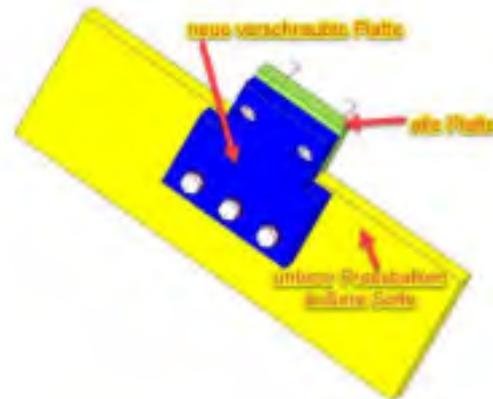
— EnBW

Reparaturkonzept Pressbalken

Die oberen Pressbalken wurden ausgebaut (Notwendig zur Ausschichtung des Oberjochs und Entfernung der OS-Wicklung Phase-U zu Inspektionszwecken) und waren somit relativ leicht zu reparieren, da sie von beiden Seiten zugänglich waren. Die Laschen wurden mit Vollanschluss neu eingeschweißt.

Die unteren Pressbalken konnten nicht demontiert werden und waren somit nur von außen zugänglich. Des weiteren machten Kunststoffteile unmittelbar hinter den Balken eine schweißtechnische Lösung quasi unmöglich, da sie durch den hohen Wärmeeintrag beschädigt worden wären.

Aus o.g. Gründen wurde für die unteren Pressbalken eine Reparatur mittels aufgeschraubter Platten gewählt, wie in der rechts dargestellten Skizze zu sehen ist.



13

Sanierung Übersicht innere Reparaturmaßnahmen

— EnBW

- Alle zugänglichen Bereiche des Aktivteiles sorgfältig reinigen.
- Reparatur der Oberen Pressbalken mittels Schweißlösung
- Reparatur der unteren Pressbalken mittels Schraublösung
- Bei Reparatur der unteren Pressbalken Kontrolle des Unterjoches auf Schlüsse. Ggf. Reparatur durch einbringen von zusätzlichen Leisten. Notfalls Einsatz von Widerständen
- Wiederaufbau der Wicklungen Schenkel U, dazu Verwendung neuer Isolierteile (Barrieren und Leisten).
- Wiederaufbau (Absenken) der Wicklungen Schenkel V und W
- Überprüfen der Lichtwellenleiter
- Reinigung und Montage der oberen Pressplatten
- Wiedereinsichten des Oberjoches unter Verwendung neuer Bleche als Ersatz für die beschädigten Bleche
- Ersetzen der Ausleitungsrohre durch neue Anordnung
- Erneuern der Pressverbindungen der geöffneten Verbindungsleitungen
- Stabilisierung der Regelwicklungsableitung so weit wie möglich
- Entfernen der PET-Bandagen an den Ableitungen so weit möglich und Ersatz durch Halteleisten o.ä.

14

Sanierung

Übersicht äußere Reparaturmaßnahmen

- Beschilderung des Trafos unvollständig, fehlende Schilder ergänzen.
- Starker Versatz der Rohrleitungen zwischen Radiatoren und Kessel. Änderung der Rohre DN 150 durch Montage von Kompensatoren
- Radiatoren stark verschmutzt. Kompletter Satz neuer Radiatoren
- Entlüftungsleitung zwischen OS-Dom-Buchholzleitung ist zu lang. Die Leitung muss um die Flanschbreite gekürzt werden
- Ablassleitung, Ablasshahn und Schilderträger schief, muss neu angesetzt werden
- Diverse kleinere Farbablösungen, Farbausbesserung an Schad- und Bearbeitungsstellen
- Absturzsicherung ändern in Fabrikat Latchway (ebenfalls Seillösung) mit Abnahmedokumentation
- Drosselklappen Groß und Klein sind zum Teil angerostet. Reinigen aller Klappen
- Folgende Fehlteile wurden festgestellt und müssen ergänzt werden:
 - Ca. 16t Isolieröl
 - Diverse Schilder unter anderem Leistungsschild Schaltbild
 - 2 Stück Luftentfeuchter
 - Bügel zu Montage der Lüfterrahmen an die Radiatoren
- Änderung der Montage der OS-N-Durchführung

15

Sanierung

Prüfungen

Vorprüfungen

Vor den eigentlichen Prüfungen wurde eine angelegte Spannungsprüfung mit reduziertem Prüfpegel (80%) sowie eine induzierte Spannungsprüfung mit TE-Messung (IVPD) durchgeführt, ebenfalls mit reduzierter Spannung und verkürzter Dauer. Beide Prüfungen wurden problemlos bestanden und die Tatsache, dass keine Teilentladungen während der Prüfung festgestellt wurden, war ermutigend.

Prüfungen nach VDE

Der rehabilitierte Transformator bestand alle Prüfungen ohne Beanstandungen. Die Spannungsprüfungen wurden mit 80%-Prüfpegel gemäß Norm durchgeführt, bis auf die induzierte Spannungsprüfung mit TE-Messung (IVPD), diese wurde mit vollem Prüfpegel durchgeführt.

16

Rücktransport

— EnBW

Der Transformator traf am 25.01.2024 wieder per Binnenschiff in Marbach am Neckar ein. Daraufhin erfolgten die Montage und Inbetriebsetzung. Die Erstschtaltung erfolgte am 19.06.2024.



17

Zeitstrahl

— EnBW



18

Referenten

Prof. Dr.-Ing. Ernst Gockenbach

DESC

Studium der Elektrotechnik mit der Fachrichtung Energietechnik an der TH Darmstadt 1974 (Dipl.-Ing) und Promotion am Institut für Hochspannungs- und Messtechnik der TH Darmstadt 1979 (Dr.-Ing.)

1979 bis 1982 Prüffeldingenieur im Hochspannungsversuchsfeld Schaltwerk Berlin, Siemens AG, und 1982 bis 1990 Technischer Leiter für Prüfanlagen der Haefely AG, Basel, Schweiz.

1990 bis 2014 Professor für Hochspannungstechnik Universität Hannover und Leiter des Fachgebietes Hochspannungstechnik (Schering-Institut) am Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, heute Institut für Elektrische Energiesysteme mit dem Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management.



Notizen:

Vorgehen bei Schadensfällen aus Sicht eines Gutachters



16. - 17. September 2024
17. Transformer-Life-Management Konferenz
Prof. Dr.-Ing. Ernst Gockenbach

DESC
Electrical Engineering GmbH

Übersicht der Präsentation

Vorstellung DESC Electrical Engineering GmbH

Vorgehen bei Schadensfällen Phase I

- Kontaktaufnahme
- Ortstermin, Abschätzung des Aufwands
- Erstellung eines Angebots

Vorgehen bei Schadensfällen Phase II

- Ausführliche Begutachtung des Sachverhaltes
- Erstellung des Gutachtens, ev. Untersuchungen
- Zwischenberichte und Abschlussbericht

Fallbeispiele I und II

DESC
Electrical Engineering GmbH

TLM 2024 Vorgehen bei Schadensfällen aus Sicht eines Gutachters - Gockenbach

2/24



TLM 2024

DESC Electrical Engineering GmbH

Development – Education – Services – Consulting

- **Gründungsjahr 2009**
- **Ausgründung aus der Leibniz Universität**
 - **Sitz der GmbH – Hannover**
 - **E-Mail – info@desc-ee.de**
- **5 Gesellschafter**
 - **4 Professoren**
 - **1 Dr.-Ing.**



TLM 2024 Vorgehen bei Schadensfällen aus Sicht eines Gutachters - Gockenbach

3/24

Vorgehen bei Schadensfällen - Phase I (1)

- **Kontaktaufnahme**
 - **Reputation der Gesellschafter**
 - **Empfehlungen**
 - **Teilnahme an Konferenzen-Symposien**
 - **Aktive Gremienarbeit (VDE, IEC, CIGRE)**
 - **Hochschullehrertätigkeit**
- **Randbedingungen**
 - **Streit über Ursache eines Schadens**
 - **Gutachter (Sachverständige) berichten an eine Partei**
 - **Befund und Gutachten müssen auf Überzeugung der Gutachter beruhen und nachvollziehbar sein**



TLM 2024 Vorgehen bei Schadensfällen aus Sicht eines Gutachters - Gockenbach

4/24

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Phase I (2)

- **Ortstermin**
 - Telefonat
 - Videokonferenz
 - Vor-Ort Gespräch
- **Abschätzung des Aufwands**
 - Erfassung der vorhandenen Dokumente
 - Notwendige Untersuchungen?
 - Ziel und Umfang des Gutachtens
 - Termin und Zeitbedarf

Phase I (3)

- **Erstellung eines Angebots**
 - **Angabe des Tagessatzes**
 - z. B. Tagessatz gilt auch für 2 Personen bei Vor-Ort Terminen (Vertretung, 4 Augen Prinzip)
 - **Reisekosten**
 - Kosten pro Person
 - Flug, PKW, Bahn
 - Übernachtungen
 - Spesen

Vorgehen bei Schadensfällen - Phase II (1)

- **Ausführliche Begutachtung des Sachverhaltes**
 - **Vor-Ort Begehung**
 - **Detaillierte Analyse des Sachverhaltes**
 - **Diskussion der technischen Grundlagen und Voraussetzungen mit den verantwortlichen Personen**
 - **Begutachtung der Prüfungen im Hinblick auf das Ziel des Gutachtens**
 - **Kontrolle der Eigenschaften durch eigene Messungen (soweit möglich)**
 - **Mitnahme von Materialproben (sofern vorhanden)**

Vorgehen bei Schadensfällen - Phase II (2)

- **Ausführliche Begutachtung des Sachverhaltes**
 - **Sichtung der vorhandenen Dokumentation auf Vollständigkeit (Produktionsablauf, Prüfungen, Fehlermeldesystem, Audit)**
 - **Prüfung auf Plausibilität und Richtigkeit**
 - **Prüfprotokolle, Auditprotokolle, Spezifikationen**
 - **Bewertung der Qualitätssicherung**

Phase II (3)

- **Erstellung des Gutachtens**
 - Absprache möglicher, erforderlicher Untersuchungen
 - Zeitrahmen
 - Aufwand
 - Relevanz und Aussagefähigkeit
- **Entwurf des Gutachtens**
 - Interne Diskussion innerhalb der Gesellschafter
 - Prüfung hinsichtlich der Zielsetzung
 - Korrekturmaßnahmen

Phase II (4)

- **Zwischenberichte**
 - Erstellung von Zwischenberichten
 - Diskussion der Zwischenberichte mit dem Auftraggeber
 - Ev. Abschlagsrechnung
- **Abschlussbericht**
 - Erstellung des Abschlussberichts
 - Diskussion mit dem Auftraggeber
 - Endabrechnung

Fallbeispiel I (1)

- **Randbedingungen**
 - Auftrag durch Empfehlung
 - Streitgegenstand: Hochspannungsgerät
 - Streit zwischen Hersteller und Nutzer eines Halbzeuges
 - Nichtbestandene Prüfung – Behauptung des Nutzers: Fehlerhaftes Halbzeug
 - Bestandene Prüfung mit Halbzeug eines Konkurrenten
 - Gesellschafter von DESC wurden als Experten im Streitfall angesehen

Fallbeispiel I (2)

- **Situation zu Beginn des Gutachtens**
 - Beide Parteien wurden durch Anwälte vertreten
 - Auftraggeber war der Halbzeug Hersteller in Absprache mit seiner juristischen Vertretung
 - Entscheidung durch ein Schiedsgericht gemäß Vertragsvereinbarung nach mündlicher Verhandlung
 - Verhandlungssprache Englisch

Fallbeispiel I (3)

- **Kernpunkt des Streites**
 - Halbzeug „not fit for purpose“ (Behauptung des Nutzers des Halbzeuges)
- **Vorgehensweise**
 - Studium der Unterlagen der Halbzeug Herstellung
 - Studium des Schriftwechsels zwischen den streitenden Parteien
 - Besuch beim Halbzeug Hersteller und Prüfung des Herstellungsverfahrens

Fallbeispiel I (4)

- **Relevante Dokumente**
 - Untersuchungen an Halbzeugen verschiedener Hersteller durch den Nutzer der Halbzeuge
 - Patent des Halbzeug Herstellers
 - Veröffentlichungen des Halbzeug Herstellers auf Konferenzen
 - Spezifikationen des Nutzers für die Herstellung der Halbzeuge

Fallbeispiel I (5)

- **Erste Schlussfolgerungen**
 - Lieferung des Halbzeuges über viele Jahre ohne Probleme an den Nutzer
 - Halbzeuge werden auch von Konkurrenten des Nutzers seit vielen Jahren ohne Probleme eingesetzt
 - Spezifikationen des Nutzers wurden eingehalten, aber Halbzeug Hersteller hat keine Kenntnis, wie das Halbzeug verwendet wird

Fallbeispiel I (6)

- **Maßnahmen**
 - Prüfung der vorhandenen Muster der ursprünglichen Lieferung des Halbzeuges beim Hersteller (Vor-Ort Termin) gemäß Spezifikation
 - Eigene Untersuchung der Halbzeuge vom Hersteller und der Halbzeuge von Konkurrenten Non Disclosure Agreement (NDA) notwendig (Unterstützung durch ein universitäres Institut der Fakultät für Maschinenbau)
 - Vergleich zwischen Halbzeug Eigenschaften und Spezifikation des Nutzers

Fallbeispiel I (7)

- **Erstellung des Gutachtens mit folgenden Kernaussagen**
 - Halbzeug Hersteller hat alle Anforderungen der Spezifikation des Halbzeug Nutzers eingehalten
 - Parameter, der zum Schaden führte, war in der Spezifikation nicht enthalten
 - Vergleichende Untersuchungen mit Halbzeugen anderer Hersteller durch den Nutzer der Halbzeuge waren aufgrund unterschiedlicher Herstellverfahren nicht relevant

Fallbeispiel I (8)

- somit wird das Halbzeug des Herstellers von den Gutachtern mit
„fit for purpose“
charakterisiert.
- **Verteidigung des Gutachtens vor dem Schiedsgericht**

Fallbeispiel II (1)

- **Randbedingungen**
 - Auftrag durch Empfehlung
 - Streitgegenstand: Hochspannungsgerät
 - Streit zwischen Hersteller und Betreiber
 - Hochspannungsgerät nicht einsetzbar, da Verschmutzungen die Zuverlässigkeit beeinträchtigen können und das Gerät an einem sensiblen Netzknoten eingesetzt werden soll
 - Große Sachkenntnis bei DESC vorhanden
 - Auftraggeber zukünftiger Betreiber

Fallbeispiel II (2)

- **Vor-Ort Besichtigung beim Hersteller**
 - Demontage des Hochspannungsgerätes
 - Inspektion der offenen Teile
 - Ermittlung der Verschmutzung
- **Empfehlungen**
 - Reinigung des Gerätes
 - Zusätzliche dielektrische Prüfungen
 - Statement: Gerät ist im derzeitigen Zustand nicht einsetzbar
- **Vereinbarungen zwischen Hersteller und Betreiber bezüglich des weiteren Vorgehens**

Fallbeispiel II (3)

- **Detaillierte Untersuchungen der Verschmutzungen im Inneren des Hochspannungsgerätes beim Hersteller mit Endoskop**
- **Empfehlungen**
 - Sorgfältige Inspektion in einer geeigneten Werkstatt (auch bei einem Konkurrenten) nach Entfernung des Gehäuses

Fallbeispiel II (4)

- **Weitere Vorgehensweise**
 - Weitere Demontage des Hochspannungsgerätes
 - Sorgfältige Inspektion bezüglich Verschmutzung durch Gutachter
 - Entdeckung weiterer Schäden
- **Empfehlungen**
 - Beseitigung der Schäden und Modifikationen
 - Abnahmeprüfungen unter Beobachtung der Gutachter

Fallbeispiel II (5)

- **Gutachterliche Stellungnahme**
 - Alle Prüfungen wurden bestanden
 - Reparaturen und Modifikationen waren erfolgreich
 - Hochspannungsgerät ist einsatzbereit unter dem Vorbehalt, dass beim Transport und Inbetriebnahme keine Probleme auftreten
- **Abschluss des Gutachtens**
 - Begutachtung eines Transportschadens
 - Endgültige Freigabe des Hochspannungsgerätes durch die Gutachter

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Referenten

Florian Haugender

Kanzlei Knötzl

Florian Haugender ist Co-Head der Schiedsgerichtspraxis bei KNOETZL und zählt zu den führenden Schiedsrechtlern Österreichs. Er hat mehr als 20 Jahre Erfahrung als Schiedsrichter und Parteienvertreter in ad hoc und institutionellen Schiedsverfahren, z.B. in Verfahren nach den ICC, DIA, DIS, ICSID, KCAB, LCIA, SCC, VIAC und UNCITRAL Schiedsregeln.

Wesentliche fachliche Schwerpunkte seiner Tätigkeit sind Anlagenbau und Infrastruktur, Energie, Bauverfahren, Finanzdienstleistungen sowie Unternehmens- und Gesellschaftsrecht (insbesondere Post-M&A). Seine Erfahrung als Parteienvertreter und Schiedsrichter umfasst unter anderem Streitigkeiten im Zusammenhang mit Großschäden, dem Bau und Betrieb von Kraftwerken (Wasser-, Kohle-, Wind- und Biomassekraftwerke), Gastransport und -speicherung, sowie zahlreiche europäische Infrastrukturprojekte (Glasfaserkabel-Infrastruktur, Eisenbahnbau, Straßenprojekte, Kanalisation, Flughäfen, etc.).

Florian Haugender unterrichtet an der Universität Wien internationales Schiedsverfahrensrecht. Er publiziert regelmäßig zu Fragen der internationalen Investitions- und Handelsschiedsgerichtsbarkeit.



Notizen:



TLM 2024

KNOETZL



Praktische Aspekte von Schiedsverfahren bei Schadensfällen

Mag. Florian Haugeneder LL.M.
TLM, Zeulenroda
16 September 2024

1

KNOETZL



Was sind Schiedsverfahren?

- Schiedsgerichtsbarkeit ist private Streitlösung
- Schiedsverfahren beruhen auf einer Vereinbarung, Streitigkeiten nicht von einem staatlichen Gericht, sondern von privaten Schiedsrichtern zu entscheiden
- Die Schiedsrichter werden in der Regel von den Parteien gewählt und das Verfahren kann von den Parteien weitgehend vereinbart werden (Privatautonomie)
- Schiedsverfahren werden meistens von einer Schiedsinstitution administriert (z.B. ICC, DIS, VIAC)
- Schiedsgerichte wenden Recht an und treffen vollstreckbare Entscheidungen

2

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17. September 2024, Zeulenroda-Triebes

KNOETZL



Unterschiede Gerichtsverfahren – Schiedsverfahren

- Schiedsrichter sind in der Regel Juristen mit Technik-Erfahrung
- Das Verfahren ist in der Regel zügig, strukturiert mit einer umfassenden mündlichen Verhandlung
- Die Parteien gestalten das Verfahren maßgeblich mit
- Das Verfahren ist eine hybride Mischung aus kontinentalen und anglo-amerikanischen Verfahrenselementen („Cross-Examination“, „Document Production“)
- Technische Fragen werden vom Schiedsgericht in der Regel nicht an einen technischen Sachverständigen „delegiert“, sondern mithilfe der parteiernannten Sachverständigen selbst entschieden

3

KNOETZL



Aufgabe des Sachverständigen im Schiedsverfahren

- Sachverständige werden in der Regel von einer Partei engagiert und erstatten Befund und Gutachten für diese Partei
- Sachverständige sollen aber keine „hired guns“ sein, sondern sind verpflichtet, entsprechend ihrer Überzeugung Befund und Gutachten zu erstatten
- Die Angaben des Sachverständigen müssen nachvollziehbar sein. Der Sachverständige muss sämtliche Beweismittel und Unterlagen, auf denen seine Schlussfolgerungen beruhen, vorlegen
- Der Sachverständige ist nicht Entscheider, sondern muss das Schiedsgericht von der Richtigkeit seiner Ausführungen überzeugen.

4

KNOETZL

Schadensfälle in Schiedsverfahren - Beispiele



- Zerstörung eines Offshore Transformators bei einem Kurzschluss-Test



- Explosion eines Generators eines Biomasse-Kraftwerks
- Brand einer Papierfabrik
- Brand eines Arbeitszuges

5

KNOETZL

Rechtliche Zuordnung von Schäden ≠ technische Schadensanalyse



- Übliche Voraussetzung für Schadenersatzanspruch:
 - } Schaden
 - } Rechtswidrigkeit (z.B.: Vertragsverletzung)
 - } Kausalität der rechtswidrigen Handlung für den Schaden
 - } Verschulden
- Typische Fragestellungen
 - } Entspricht das gelieferte Produkt dem Vertrag?
 - } War die (allfällige) Vertragsverletzung kausal für den Schaden?

6

KNOETZL

Aufarbeitung eines Großschadens anhand eines praktischen Beispiels



- Zerstörung eines Transformators in einem Kurzschlussstest:



- Rechtlicher Vortrag: die mechanische Festigkeit entsprach nicht den vertraglichen mechanischen Spezifikationen und verursachte das Versagen im Kurzschlussstest

7

KNOETZL

Untersuchung der Vertragsgemäßheit



- Unverarbeitete Muster des gelieferten Drillleiters lagen nicht mehr vor
- Die vorliegenden Muster waren durch die vorangegangene mechanische Beanspruchung beeinträchtigt:



- Die vereinbarten mechanischen Spezifikationen waren unpräzise und ließen Interpretationsspielraum
- Technische Untersuchungen konnten nur mehr an nachproduzierten Drillleitern vorgenommen werden:

8

KNOETZL



Empfehlungen

- Aufbewahren von Mustern auch über die Gewährleistungsfrist hinaus, da es bei Schadensfällen oft um versteckte Mängel geht
- Prüfung der Standard-Spezifikationen auf Klarheit, Vollständigkeit und Richtigkeit
- Zusammenarbeit mit In-House Juristen oder externen Anwälten empfiehlt sich
- Keine überschießenden Claims in Marketing-Unterlagen oder Publikationen

9

KNOETZL



Feststellung der Schadensursache

- Der beschädigte Transformator lag nicht mehr vor
- Untersuchungen konnten nur an wenigen Drilleitern vorgenommen werden, die
- Die mechanischen Anforderungen des Transformator-Designs waren nicht bekannt. Ohne Referenzwert für Festigkeit ist es unmöglich, belastbare Aussagen zur Schadensursache zu machen
- Allerdings konnten bei den vorhandenen Leitern eine fehlerhafte Herstellung der Wicklungen nachgewiesen werden:



- Es lag nahe, dass geringe Spalten zwischen den Einzelleitern bei den fehlerhaften Windungen zu einer verminderten Festigkeit führten

10

KNOETZL



Empfehlungen

- Beweismittel zur Schadensursache sollen aufbewahrt und zugänglich bleiben
- Ist eine Aufbewahrung nicht möglich, sollte umfassende Beweissicherung durch einen Sachverständigen vorgenommen werden
- Die Beweissicherung muss penibel dokumentiert werden (Fotos, Einzelteile, technische Dokumente)
- Der Vertragspartner sollte, wenn möglich, in die Beweissicherung eingebunden werden

11

KNOETZL



Empfehlungen

- Keine Zugeständnisse / unklare Aussagen zur Schadensursache in der gemeinsamen Aufarbeitung der Schadensursache
- Frühe Einbindung von Juristen, wenn eine Streitigkeit zu erwarten ist bzw. nicht ausgeschlossen werden kann
- Auf der Klägerseite ist immer zu beachten, dass der Kläger die Beweislast trägt

12

KNOETZL

Praktische Aspekte der Aufarbeitung von Schadensfällen vor Schiedsgerichten



- Die Schiedsrichter müssen überzeugt werden. Die Rolle der Gutachter ist nicht vergleichbar mit Gutachtern vor staatlichen Gerichten, deren Ergebnisse oft nicht hinterfragt werden
- Konklusionen müssen nachvollziehbar hergeleitet und dokumentiert werden:



13

KNOETZL

Praktische Aspekte der Aufarbeitung von Schadensfällen vor Schiedsgerichten



- Sämtliche Belegstellen müssen dem Gutachten angeschlossen bzw. Untersuchungsgegenstände zugänglich sein
- Es muss antizipiert werden, dass auch üblicherweise nicht infrage gestellte Aufrichtigkeit bei wissenschaftlichen Untersuchungen in Zweifel gezogen wird
- Auch selbstverständlich erscheinende technische Fakten können in Zweifel gezogen werden
- Hersteller haben oft sehr hohes technisches Know-How, das im Verfahren genutzt werden sollte

14

KNOETZL



Rolle der Anwälte

- Anwälte müssen sämtliche technischen Fragen, die im Verfahren relevant sind, verstehen und dem Schiedsgericht erklären können
- Technische Sachverständige fungieren oft auch als technische Berater der Parteien
- Es ist üblich und in der Regel notwendig, dass die Verfahrensanwälte technische Konklusionen „challengen“

15

KNOETZL



Mündliche Verhandlung

- Die Parteien „testen“ die Konklusionen der Sachverständigen in der Regel intensiv im Rahmen der „Cross-Examination“
- Das technische Interesse und Verständnis der Schiedsrichter ist hoch – jeder Aspekt der Untersuchung muss nachvollziehbar dargestellt werden
- Der „dialektische“ Ansatz der Schiedsgerichtsbarkeit bietet in der Regel eine hohe Richtigkeitsgewähr bei schiedsgerichtlichen Entscheidungen

16

Referenten

Peter Heinzig

Weidmann

Dipl.-Ing. Peter Heinzig studierte von 1984 bis 1989 Hochspannungs- und Isoliertechnik an der Technischen Hochschule Ilmenau.

Nach dem Studium arbeitet er im Siemens Transformatorenwerks Nürnberg als Designingenieur, Technischer Leiter und Prüffeldleiter.

Seit 2009 ist bei WEIDMANN Electrical Technology als Senior Principal Engineer im Bereich Technology & Innovation tätig.

Er war Mitglied in verschiedenen CIGRE Arbeitsgruppen und ist Senior Member im IEEE Transformers Committee.



Notizen:



1

AGENDA



- 1 Introduction
- 2 Sensor Generation 3
- 3 Beta Test
- 4 In Service Measurements
- 5 Summary



WEIDMANN

2

INTRODUCTION
FORCES BETWEEN WINDINGS

Core LV Winding HV Winding F_R F_R

Source: electrical-engineering-portal.com

3 WEIMANN

3

INTRODUCTION
FORCES BETWEEN DISLOCATED WINDINGS

Core LV Winding HV Winding F_R F_R F_A F_A

Source: electrical-engineering-portal.com

4 WEIMANN

4

INTRODUCTION
CONSEQUENCES OF FORCES

Sources: onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/hve.2016.0085
electrical-engineering-portal.com

5 WEINMANN

5

INTRODUCTION
FUNDAMENTAL STATEMENTS / QUESTIONS

- Tight clamping of power transformer windings is required to withstand the forces which occur during short circuit events (“through-faults”)
- Specifically, to maintain the conductors and windings exactly at their designed positions / locations
- The clamping forces/pressures are calculated/designed specifically to the transformer type
- Despite great care and precision during assembly and final winding clamping in the factory, the clamping force can deviate significantly from the designed value
 -
 - already when the transformer leaves the factory
 - even more so during operation
- Why?:
 - Temperature,
 - Moisture,
 - Aging,
 - SC faults, ...

Example of failure causes (UK) from Cigre TB642

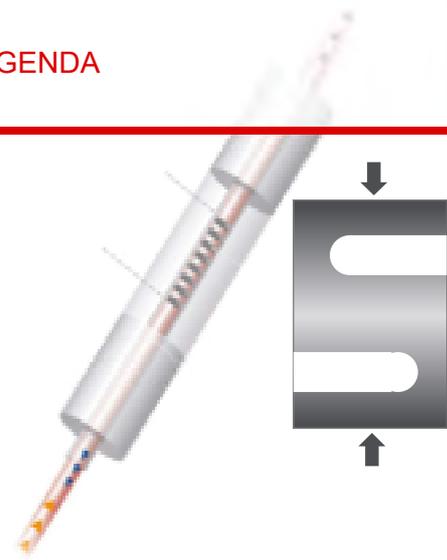
6 WEINMANN

6



TLM 2024

AGENDA



- 1 Introduction
- 2 Sensor Generation 3
- 3 Beta Test
- 4 In Service Measurements
- 5 Summary



7

REQUIREMENTS FOR DESIGN



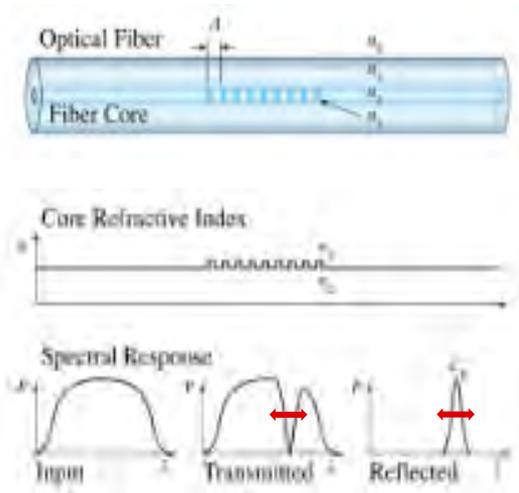
- Temperature range in oil
- Immunity to magnetic fields
- Immunity to dielectric stress
- Mechanical strength
- Distant evaluation of signals



8

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

CLAMPING FORCE SENSOR SENSING PRINCIPLE: FIBER BRAGG GRATING

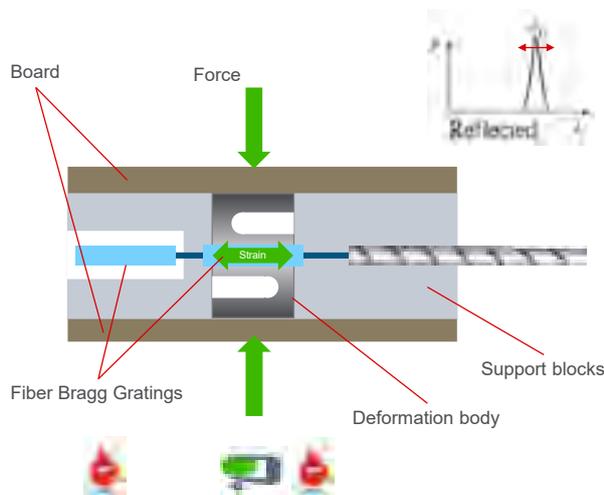


- Single mode fiber
- Periodical changes in core refractive index
- ◇ Interference filter
 - Reflected/transmitted signal depending on distance between disturbance
 - Intensity depending on number of disturbance
- By changing mechanical tension on fiber
 - Change of length/distance between disturbance
- ◇ Change of optical signal: wavelength

Source: de.wikipedia.org/wiki/Faser-Bragg-Gitter

9

CLAMPING FORCE SENSOR WORKING PRINCIPLE

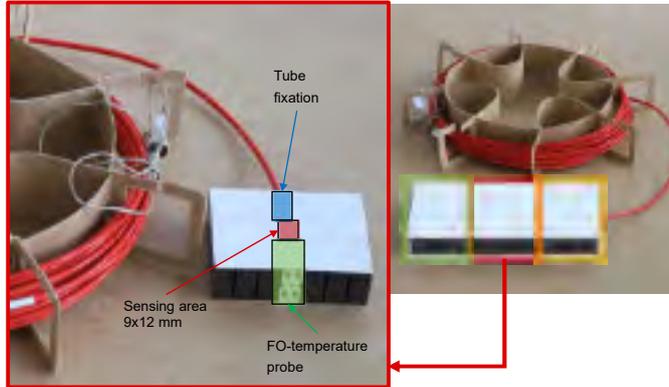


Dielectric Fiber Bragg Load Cell:

- Clamping pressure creates strain at one grating of the fiber
- Wavelength change of reflected light is proportional to the strain
- Temperature change creates thermal expansion and tension on grating
- Second grating is used for temperature measurement and compensation
- Bottom and cover plates are used to adjust the height according to the other spacers

10

CLAMPING FORCE SENSOR GEN 3 SENSOR FABRICATION



- Sensor size
example 165□75□□
- Sensing element in middle of sensor
- Nominal load $\leq 10 \frac{\text{N}}{\text{cm}^2}$
- Break load $\geq 35 \frac{\text{N}}{\text{cm}^2}$

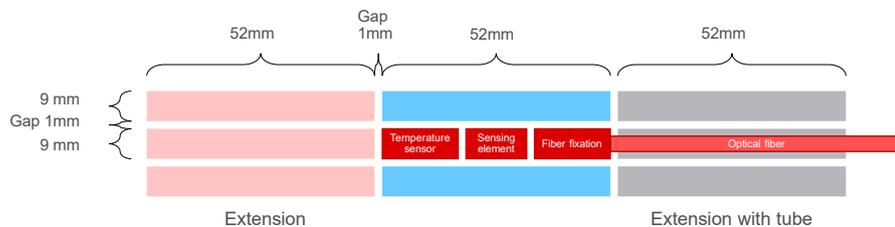
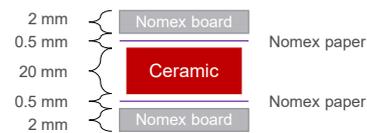
11 WEIDMANN

11

SENSOR SPECIFICATION SENSOR SIZE



- Minimum size 52 x 9 mm (Load and temperature sensor, tube fixation)
- Load sensing element 12x9 mm
- Width increments 10 mm (9 mm + 1 mm gap)
- Length increments 53 mm (52 mm + 1 mm gap)
- Height 21 mm (20 mm + 2 x 0.5 mm)
recommended to use 2 x 2 mm Nomex board as load distributor
- Nominal load $\leq 10 \frac{\text{N}}{\text{cm}^2}$
- Break load $\geq 35 \frac{\text{N}}{\text{cm}^2}$



→The sensor technology with all rights were sold from Weidmann to COMEM

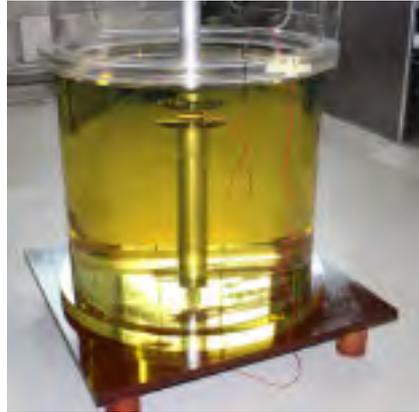
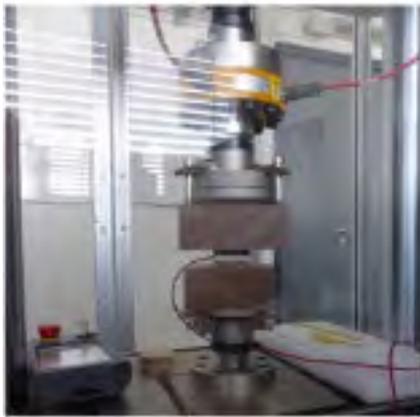
12 WEIDMANN

12

CLAMPING FORCE SENSOR SENSOR CALIBRATION AND TESTS

Measuring range: 0...10 N/mm²
Accuracy: ± 10 %
Operating Temperature: -40...140 °C

Mineral oil compatibility
Compression: <35 MPa / 5000 psi
AC field strength without PD: > 6 kV/mm



13 WEIMANN

13

AGENDA



- 1
- 2
- 3
- 4
- 5

Introduction

Sensor Generation 3

Beta Test

In Service Measurements

Summary



WEIMANN

14

BETA TEST DYNALOAD PROJECT BACKGROUND

Part of the DynaLoad research project

- Partners: SINTEF Energy, ELVIA, Kolektor ETRA, Weidmann, Statnett SF, Statkraft SF, EDF, SP Energy Networks, Siemens Energy

Main goal:

- "To characterize the long-term mechanical endurance of transformer insulation under heavy dynamic loading conditions"

Installation

- Substation Rade, near Oslo (NO)
- Light industry, urban, rural
- Two (2) Transformers 40 MVA (3ph), ONAN 132 kV
- Commissioned in Q4/2020
- Installation of eight (8) x F-sensors at the middle limb of one transformer
- Possibility to switch on/off the xfrm (n-1)



15 WEIDMANN

15

BETA TEST DYNALOAD PROJECT INSTALLATION AT THE MIDDLE LIMB OF THE TRANSFORMER



Courtesy: KolektorETRA

16 WEIDMANN

16

BETA TEST DYNALOAD PROJECT

MONITORING OF THE CLAMPING FORCES DURING THE HEAT RUN TEST



Transformer during Heat Run Test

WIA – The Winding Integrity Analyzer

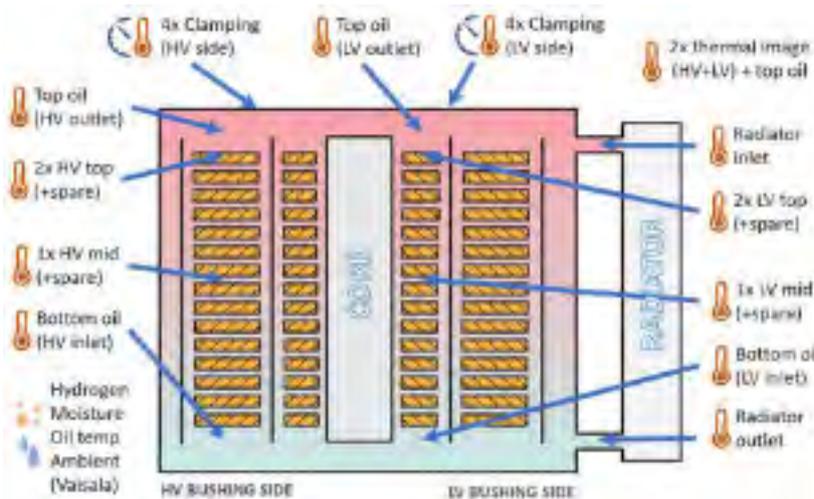


Courtesy: Kolektor/ETRA

17 WEIMANN

17

IN FIELD INSTALLATION SENSORS ON TRANSFORMER



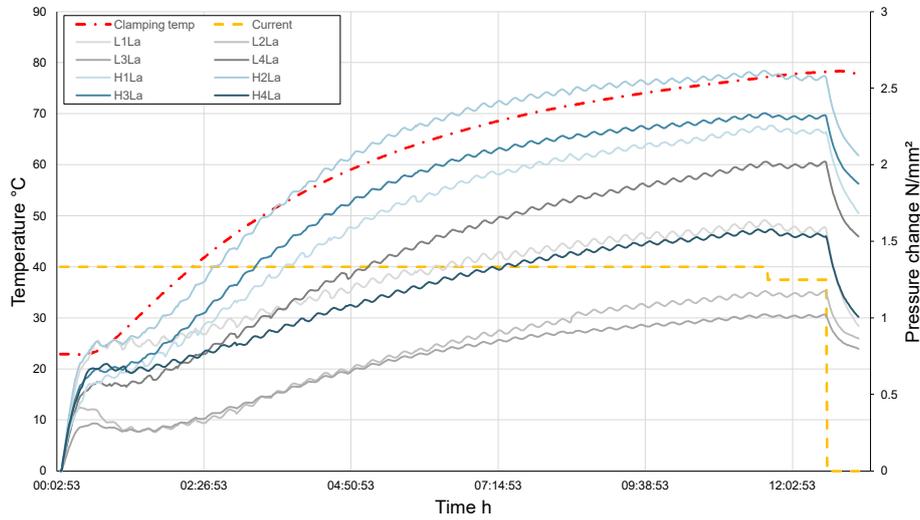
Source: ARW/2022

18 WEIMANN

18

HEAT RUN TEST

CHANGE OF CLAMPING PRESSURE DURING THE TEST



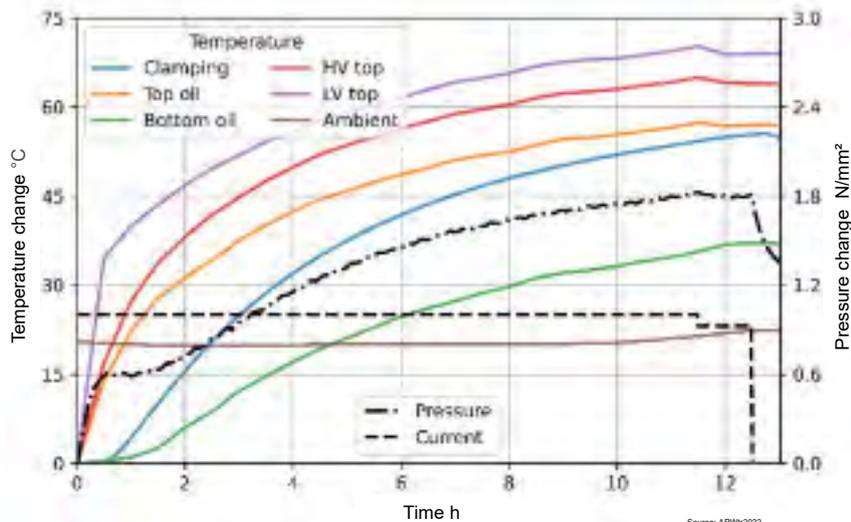
Courtesy: Dynaload 2024



19

HEAT RUN TEST

CHANGE OF CLAMPING PRESSURE DURING THE TEST - CONTINUING

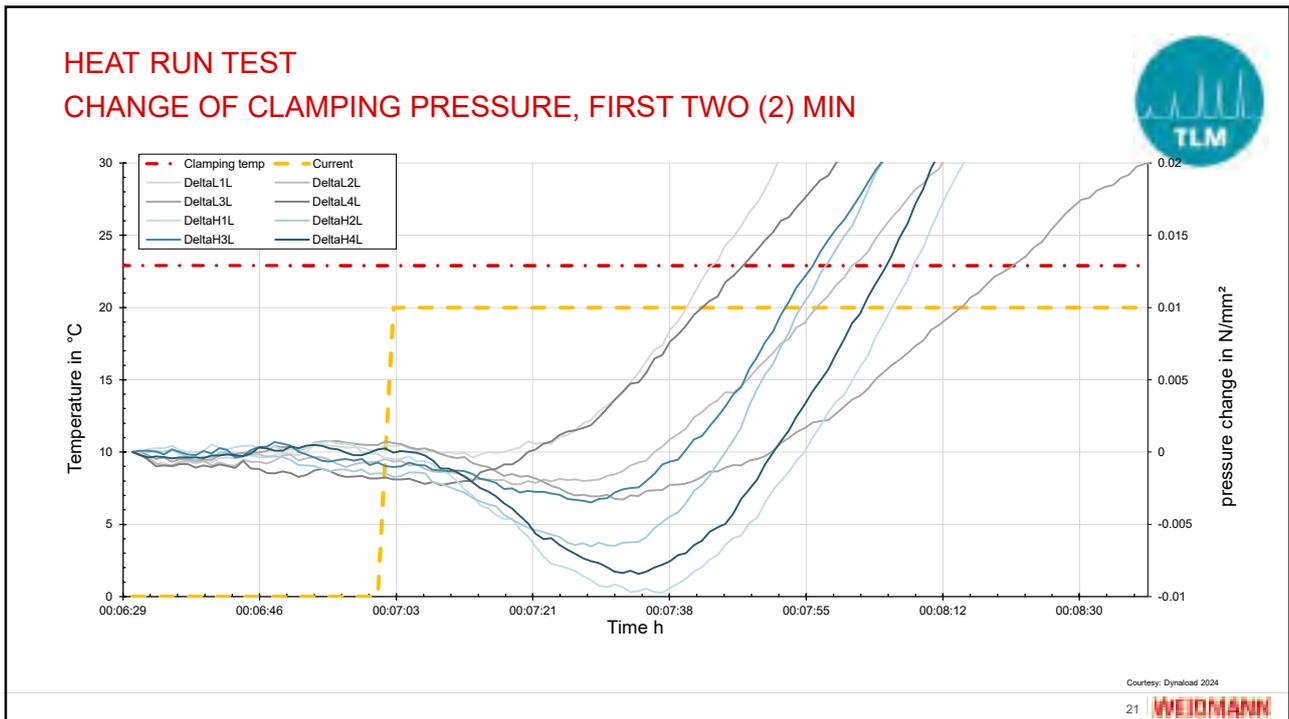


Source: ARWit2022

Courtesy: Dynaload 2024

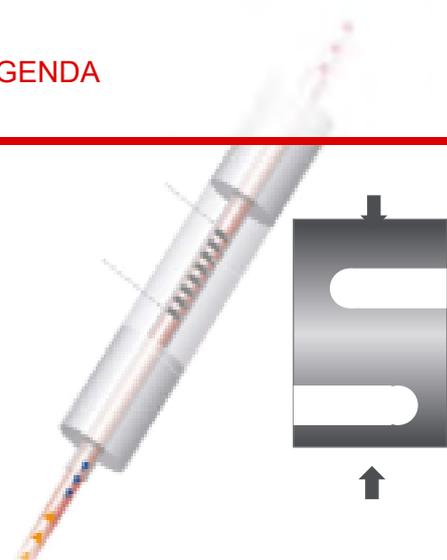


20



21

AGENDA



- 1 Introduction
- 2 Sensor Generation 3
- 3 Beta Test
- 4 In Service Measurements
- 5 Summary

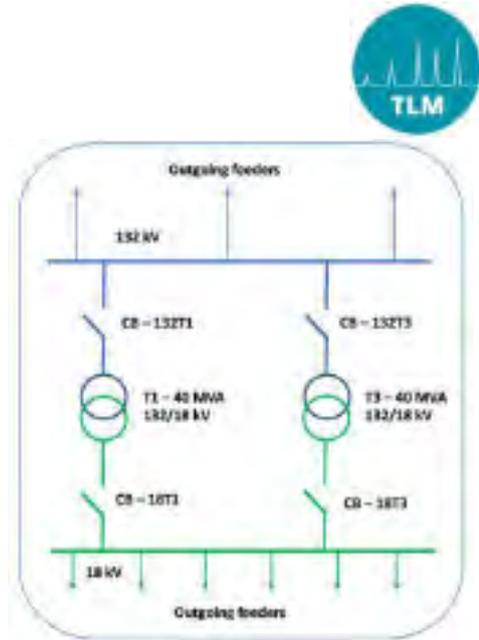


WEIMANN

22

2. STEP TEST - OVERVIEW

- O1: De-energise after resting without load for one day.
- O2: Energise and load, one day after O1.
- O3: Unload and de-energise, two days after O2.
- O4: Energise, one day after O3.
- O5: Load, one day after O4.
- O6: Unload and de-energise, two days after O5.
- O7: Energise and load, two days after O6.
- O8: Unload and de-energise, one day after O7.

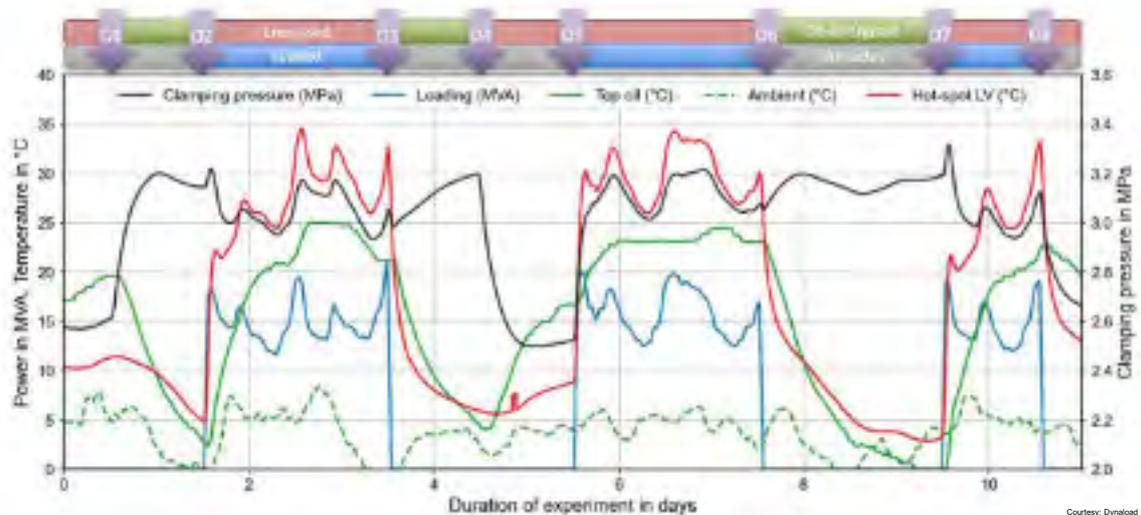


Courtesy: Dynaload 2024

23 WEIMANN

23

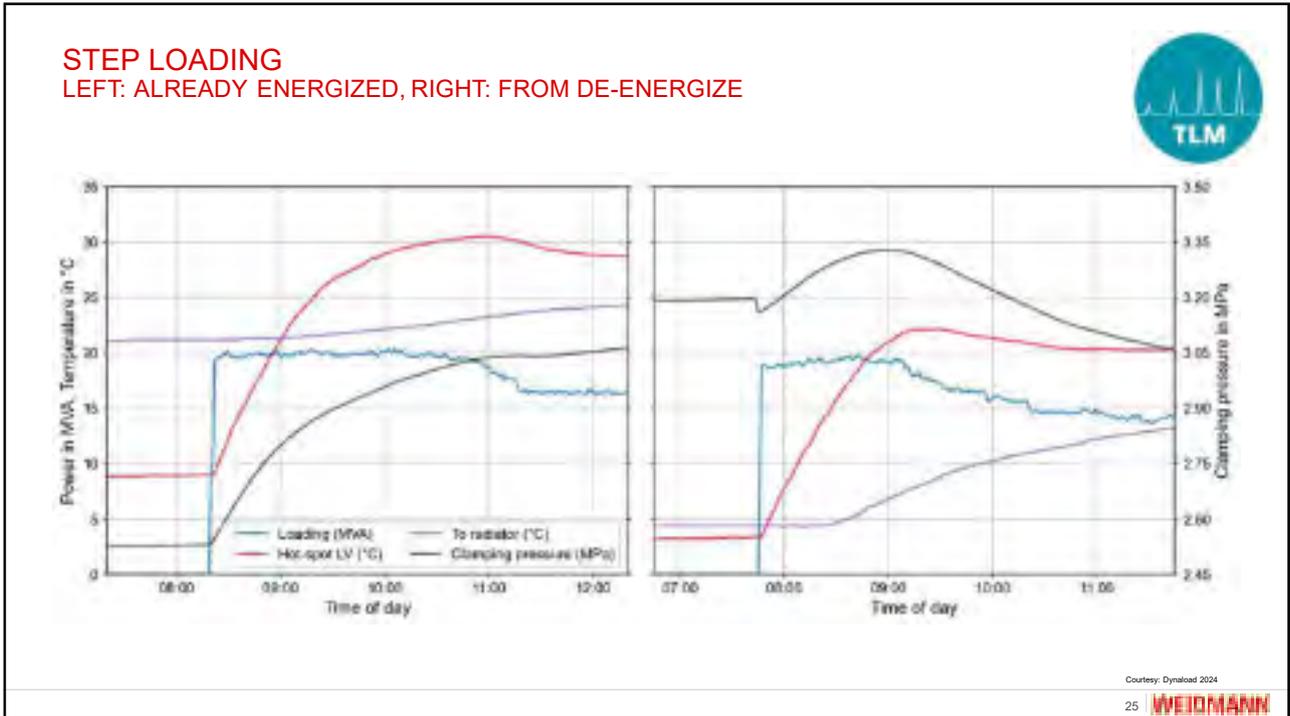
2. STEP TEST - OVERVIEW



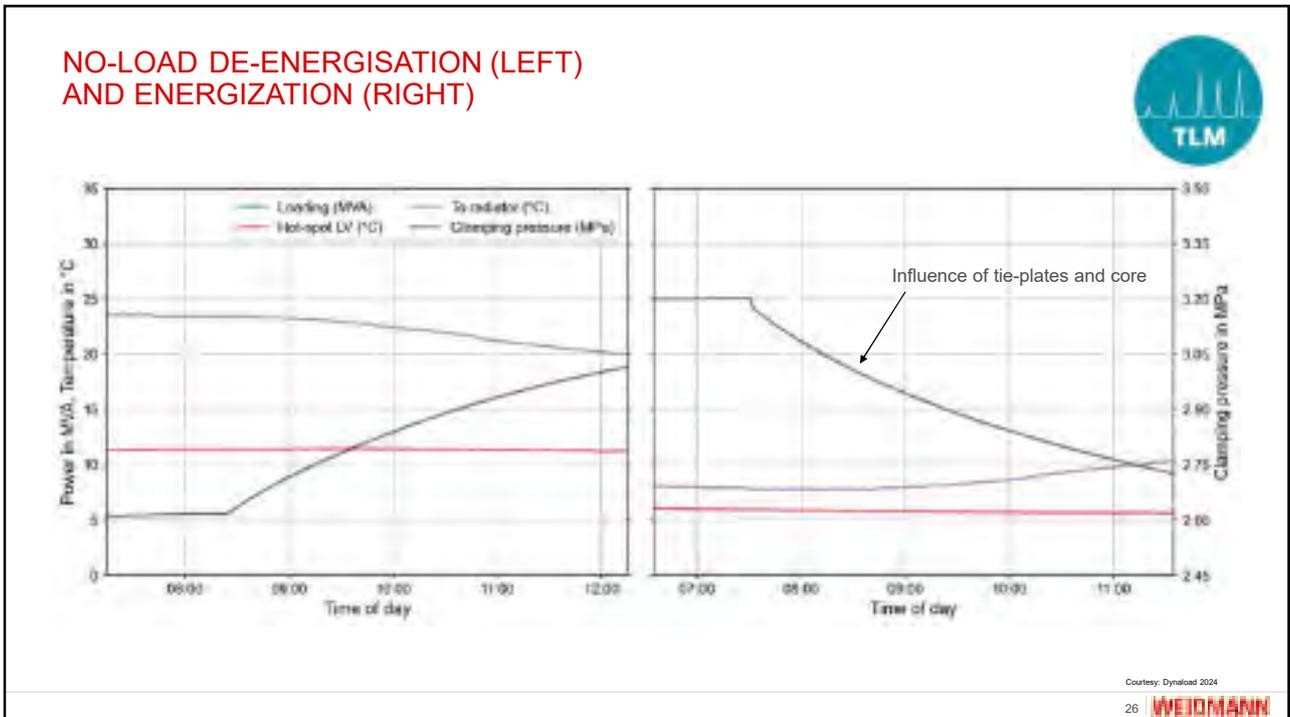
Courtesy: Dynaload 2024

24 WEIMANN

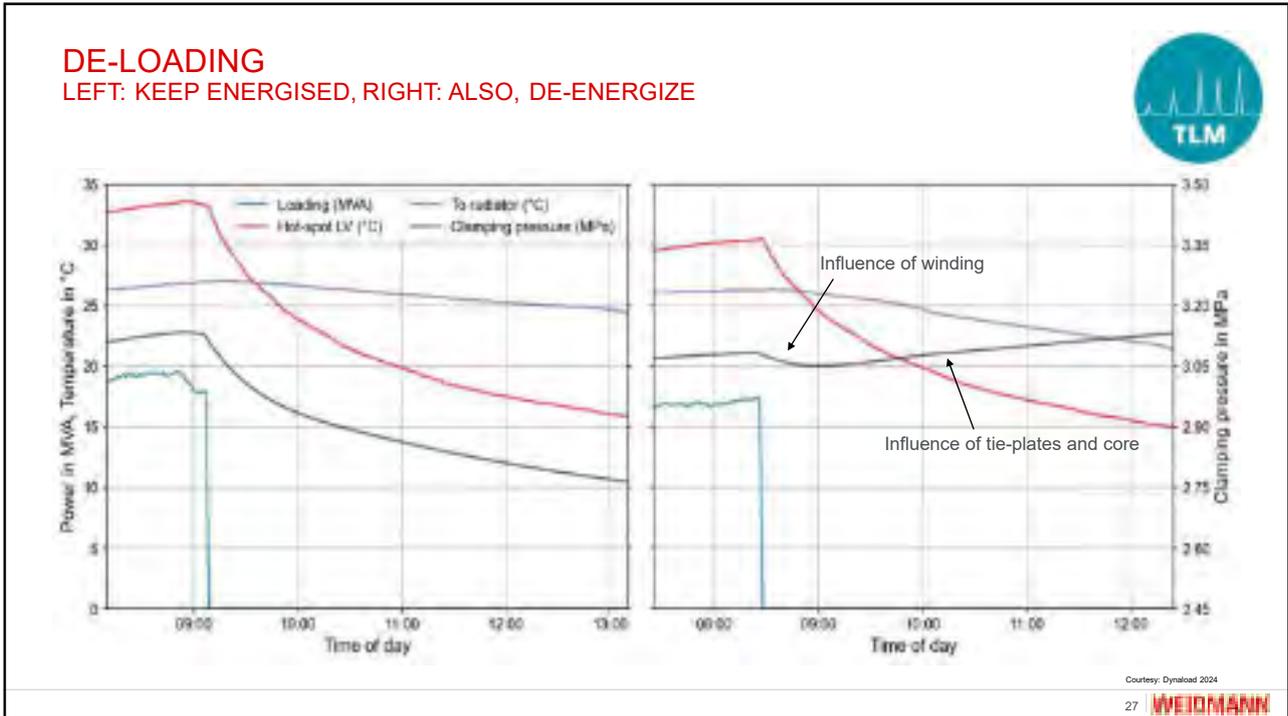
24



25



26



27

AGENDA

- 1 Introduction
- 2 Sensor Generation 3
- 3 Beta Test
- 4 In Service Measurements
- 5 Summary

WEIMANN

28

SUMMARY

- Tight clamping is required for reliable operation
- Clamping is temperature-related and will change over time
- Sensors for clamping measurement are available and can detect even small changes
- Interpretation of the clamping force records requires expertise and experience
- Pressure Variations:
 - Notable effects during energization and loading
 - Influenced by winding thermal expansion
 - Influence by core energization and tie-plate heating
 - Worst case: no-load but energized
- On-line monitoring of clamping force can enhance transformer reliability and improve transformer short-circuit performance.



29 WEIMANN

29

THANK YOU!



30 WEIMANN

30

Referenten

Marc Weber

Siemens Energy

Seit 03/2021

Abteilungsleiter von Fieldservice und Diagnostik im Transformator-Service TLM, Trafowerk-Nürnberg Siemens Energy Global GmbH & Co.KG

10/2020 bis 03/2021

Abteilungsleiter des „Global Transformer Diagnostic Centers“ im Transformator-Service HQ, Trafowerk-Nürnberg Siemens Energy Global GmbH & Co.KG

07/2020

Nominierung zum „Senior Key Expert für Transformatoren Diagnostik“ im Konzern SIEMENS / Siemens Energy

Seit 01/2019

Zusatzfunktion: Head of CoC (Center of Competence) für Monitoring Sensoren für allokierte Regionen (DE & NME)

10/2017 bis 10/2020

Abteilungsleiter des „Global Transformer Diagnostic Centers“ im Transformator-Service HQ, Trafowerk-Nürnberg Siemens AG

04/2015 bis 10/2017

Abteilungsleiter von Diagnostik & Engineering im Transformator-Service TLM, Trafowerk-Nürnberg Siemens AG Verantwortlich für: das Mobile Hochspannungsprüffeld

IBS von Leistungstransformatoren

Diagnostik- und ab 10/2015 Konstruktionsabteilung

02/2011 bis 04/2015

Project Manager R&D im Transformator-Service HQ, Trafowerk-Nürnberg Siemens AG

Entwicklung von online HV-Durchführungssensoren

Untersuchung von verfügbaren Technologien im Bereich Monitoring

CE-Zertifizierung, sowie Spezifizieren und Abnehmen von

Produktprüfungen (EMV, IP-Schutzklassen, Niederspannungs-RL, etc.

...)



Notizen:



TLM-Konferenz 2024

17. Transformer-Life-Management Konferenz

Transformer Diagnostic Services

Zustandsdiagnose und Onsite-Maßnahmen an Leistungstransformatoren



17. September 2024

Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

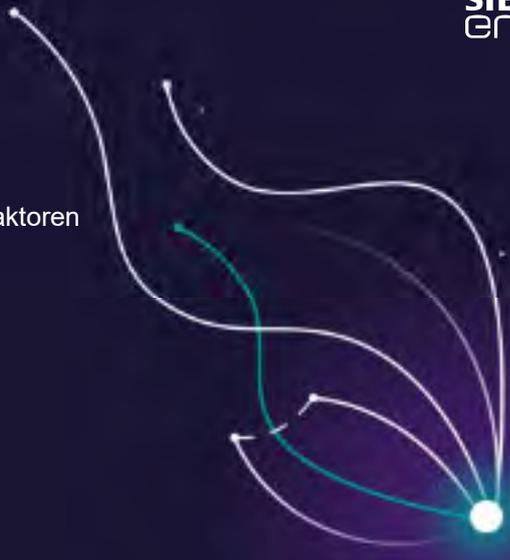
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

1



Inhalt

- 1 Eigenschaften und Alterungsfaktoren
- 2 Diagnostik mit System
- 3 Fallbeispiele aus der Praxis



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

2

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

1 Warum fallen Transformatoren aus?

SIEMENS ENERGY

Fehlerstatistik: Leistungstransformatoren $U_n > 100kV$ **<1%** Fehlerort-Statistik auf Basis von 675 schwerwiegenden Fehlern für $U \geq 100kV$

Tausch kritischer Komponenten ist essenziell wichtig. ABER WANN?

Kategorie	Anteil
Wicklungen	40%
Stufenschalter	27%
Durchführungen	17%
Ausleitungen	7%
Sonstige	6%
Kern	3%

Quelle: Cigré TB 642 WG A2.37 transformer reliability survey

- Nutzungsdauer von Leistungstransformatoren: 50+ Jahre möglich
- Nutzungsdauer belastete Komponenten: 25+ Jahre möglich

Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde. Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

3

1 Eigenschaften und Alterungsfaktoren

SIEMENS ENERGY

Entscheidende Eigenschaften eines komplexen Systems

Elektrische Eigenschaften	Dielektrische Eigenschaften	Thermische Eigenschaften	Magnetische Eigenschaften	Mechanische Eigenschaften
<ul style="list-style-type: none"> Übersetzung Impedanz Leistung ... 	<ul style="list-style-type: none"> Isolationsfähigkeit Betriebssicherheit ... 	<ul style="list-style-type: none"> Temperaturbeständigkeit Kühlung 	<ul style="list-style-type: none"> Magnetischer Kreis Galvanische Trennung ... 	<ul style="list-style-type: none"> Stabilität Dichtheit ...

Alle Anforderungen müssen erfüllt sein!

Durchführungen OLTC Feststoffisolation Flüssigisolation Kühler Kern Wicklungen Kessel

Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde. Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

4

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17. September 2024, Zeulenroda-Triebes

1

Eigenschaften und Alterungsfaktoren

Alterungsfaktoren eines Transformators

Warum fallen Transformatoren aus?

Flüssige Insolation (Öl):

- Oxidation
- Temperatur Effekte
- Kontamination
- Elektrische und mechanische Beanspruchung

Feststoffisolation (Papier):

- Feuchtigkeit
- Temperatur Effekte
- Säuren
- Mechanische Beanspruchung

Mechanische Komponenten:

- Laststufenschalter
- Durchführungen
- Pumpen und Ventilatoren
- Sekundärtechnik und Schutzgeräte

Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

5

1

Eigenschaften und Alterungsfaktoren

Alterungsfaktoren des Aktivteils

Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

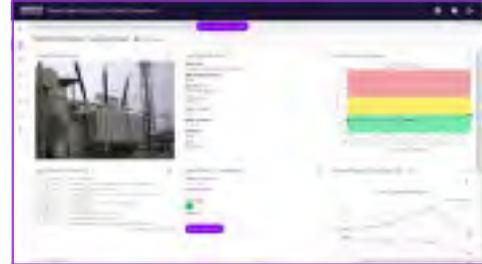
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

6

2 Diagnostik mit System

Anforderungen der Zustandsbewertung:

- 1 Ungeplante Ausfälle und Stillstände vermeiden
- 2 Nutzungsvorrat & Risikobewertung **ROUTINE**
- 3 Selektion / Ranking der installierten Basis
- 4 Optimierter Einsatz von Instandhaltungsbudgets
- 5 Entscheidung Neuanschaffung oder Modernisierung
- 6 Überprüfung von Maßnahmen
- 7 Ursachen erkennen nach Auffälligkeit
- 8 Fehlerereignis deuten, Reparatur möglich oder Verschrottung **Troubleshooting**



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

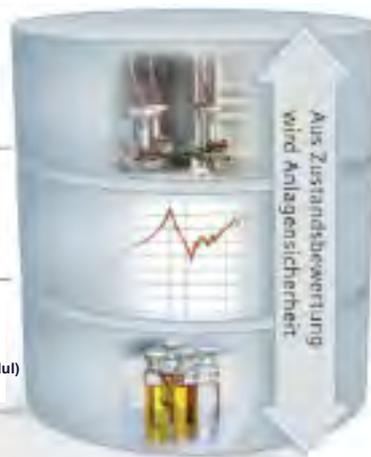
7

2 Diagnostik mit System

-  **DIAG Level 3**
Hochspannungsmessung
mit mobilem Prüffeld

-  **DIAG Level 2**
Elektrische Offline-
Messungen (Erweitertes Modul)

-  **DIAG Level 1**
Zustandsbestimmung
während des Betriebs (Basis-Modul)

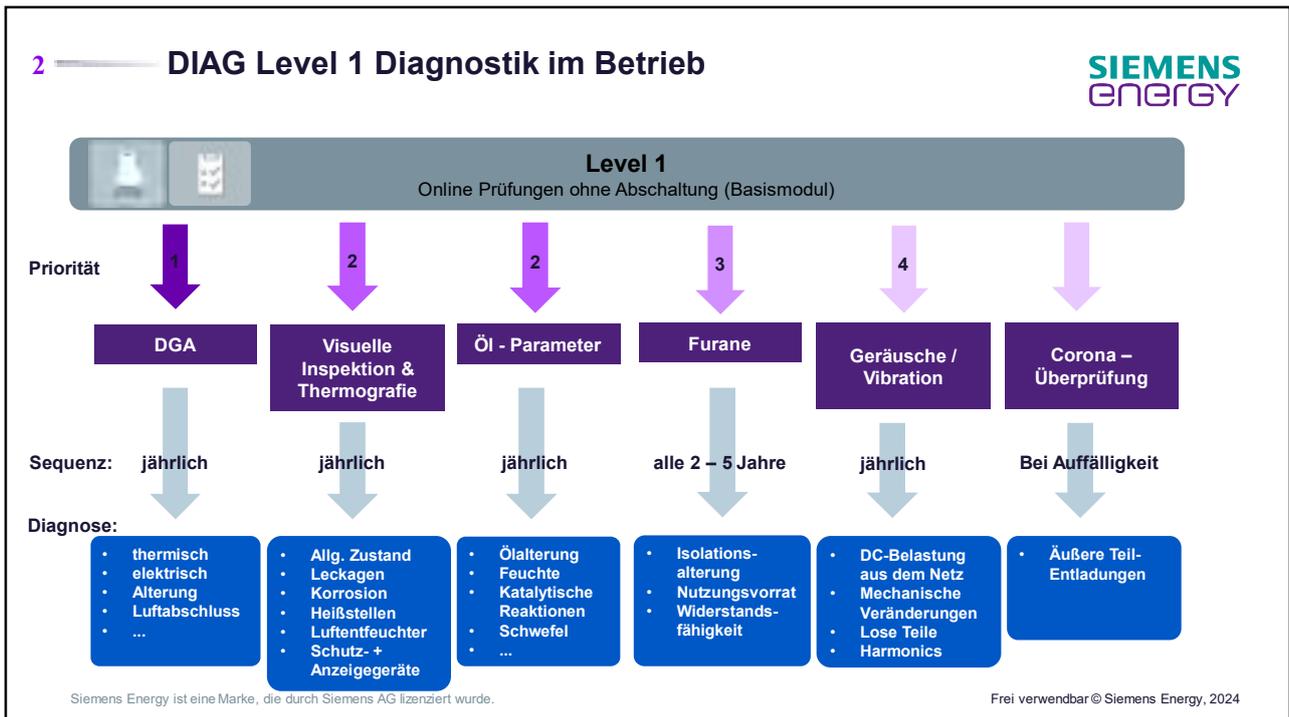


Einstieg für wirtschaftliche Instandhaltungsentscheidungen

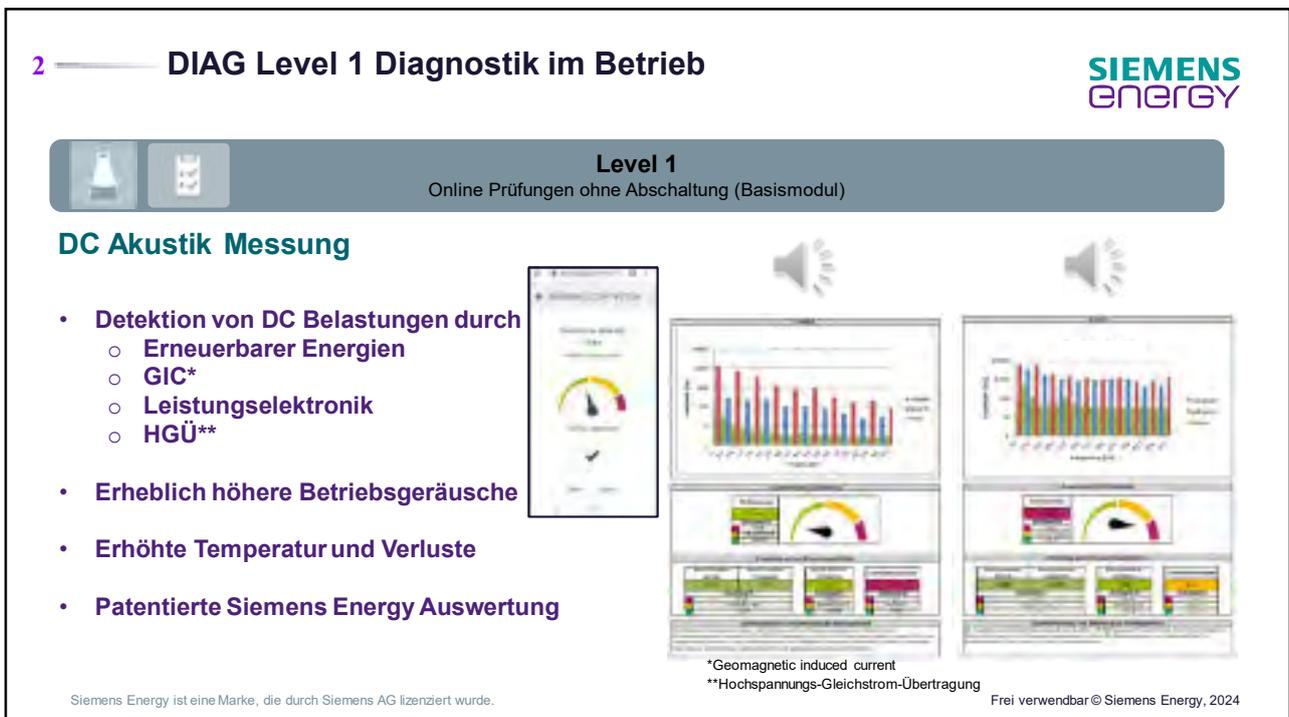
Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

8



9



10

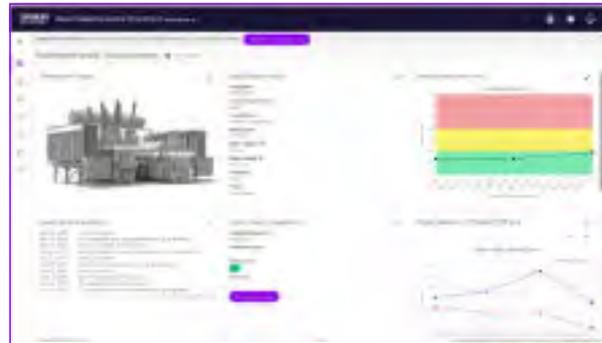
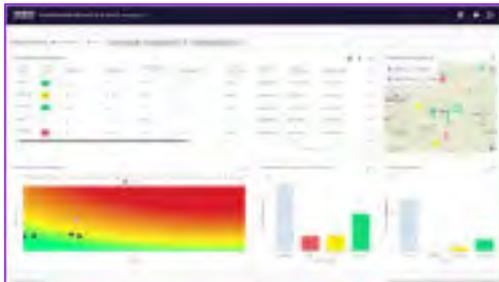
2 — DIAG Level 1 Diagnostik im Betrieb

Level 1

Online Prüfungen ohne Abschaltung (Basismodul)

Transformer Diagnostic Services Dashboard

- Zentrale Datenbasis aller Service Aktivitäten
- Konfigurierbare Visualisierung von Trends
- Zugriff auf Servicedokumente
- Flottenübersicht mit Zustandsindikator



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

11

2 — DIAG Level 2 Elektrische Messungen

Level 2

Offline Prüfungen (Erweitertes Modul)

Wann werden elektrische Messungen empfohlen?

- an auffälligen Transformatoren (z.B. durch Level 1 Diagnostik)
- an wichtigen Transformatoren regelmäßig, mind. alle 5 Jahre
- an sensiblen Komponenten regelmäßig, Zeitabstand trendabhängig
- nach Ereignissen (Überspannungen, Kurzschlüsse, Umsetzungen,...)
- nach Reparaturen oder dem Austausch von Komponenten
- zum Nachweis des Zustandes für Behörden und Versicherungen



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

12

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

2 — DIAG Level 2 Elektrische Messungen

Level 2
Offline Prüfungen (Erweitertes Modul)

Elektrische Messungen

1. Entmagnetisierung
2. SFRA*
3. Übersetzung / Schaltgruppe
4. C – tanδ Wicklungen
5. C – tanδ Durchführen
6. Impedanz / uk / FRSL**
7. Io und Po mit reduzierter Spannung
8. „Core Balance“
9. FDS (DFR***)
10. Wicklungswiderstand (auch dynamisch)
11. Isolationswiderstand
12. Entmagnetisierung

Prüf-Sequenz: AC vor DC

Zweck / Anwendung

1. Vorbereitung / definierter Zustand
2. mech. Veränderungen
3. Windungsschluss
4. mech. Veränderungen, Alterung, Feuchte
5. Teildurchschläge, Alterung, Feuchte
6. Wicklungsveränderungen, Leiterschluss
7. Kern- und Wicklungsprobleme
8. Kern- und Wicklungsprobleme
9. Isolationszustand, Alterung, Feuchte
10. Kontaktprobleme, Leiterbruch
11. Isolationszustand
12. Vermeidung hoher Einschaltströme

Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

* sweep frequency response analyses
** frequency response of stray losses
*** dielectric frequency response

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

13

2 — DIAG Level 3 Hochspannungsprüfungen

Level 3
Hochspannungsprüfungen mit mobilem Prüffeld oder durch Netzerregung

Anwendung:

- Vor-Ort-Reparaturen
- SAT (Site Acceptance Test)
- Nach Ereignissen (Sicherstellung der Betriebsbereitschaft)
- Orten von TE-Fehlerstellen

Typische Prüfungen:

- Leerlaufstrom- und Verluste
- Impedanz und Cu-Verluste
- Angelegte Spannungsprüfung AC oder DC
- **Induzierte Spannungsprüfung**
- **Teilentladungsmessung**
- Langzeitprüfungen



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

14

3 Fallbeispiele aus der Praxis

Fallbeispiel 1

Level 1 Auffälligkeit -> Level 2 Identifikation -> Maßnahme Reparatur

- 60 MVA Transformator
- MSS-code 00122: Örtliche Überhitzung 300°C bis 1000°C
- Wicklungs-Widerstandserhöhung identifiziert
- Tausch des Umstellers

Gas	Probe (µl)	MSS-Kriterium	Code
H ₂	Wasserstoff	112	
CO	Kohlenstoff	367	
CO ₂	Kohlendioxid	66	
C ₂ H ₄	Ethen	265	
C ₂ H ₂	Acetylen	1	
C ₂ H ₆	Ethan	11	
C ₃ H ₈	Propan	181	
DD	Kohlenmonoxid	214	
DT	Kohlenwasserstoff	1969	
O ₂	Sauerstoff	2122	
N ₂	Stickstoff	3113	



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

15

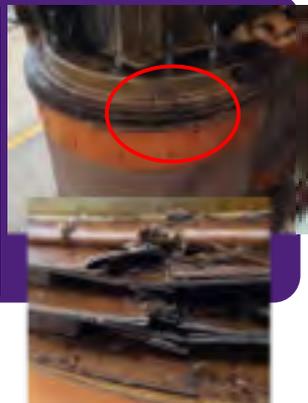
3 Fallbeispiele aus der Praxis

Fallbeispiel 2

Level 1 Auffälligkeit -> Ausfall -> Level 2 -> Maßnahme Trafotausch

- 31,5 MVA Transformator
- BJ: 1955
- Thermische Auffälligkeit bei Lv.1 Inspektion
- Ausfall nach Weiterbetrieb
- Level 2 Messungen
- Tausch des Transformators

Gas	Probe (µl)	Probe (µl)	MSS-Kriterium	Code
H ₂	Wasserstoff	70	11	
CO	Kohlenstoff	18	14	
CO ₂	Kohlendioxid	37	14	
C ₂ H ₄	Ethen	218	112	
C ₂ H ₂	Acetylen	211	101	
C ₂ H ₆	Ethan	38	12	
C ₃ H ₈	Propan	178	41	
DD	Kohlenmonoxid	262	210	
DT	Kohlenwasserstoff	1164	1205	
O ₂	Sauerstoff	2100	1011	
N ₂	Stickstoff	3022	1001	



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

16

3 Fallbeispiele aus der Praxis

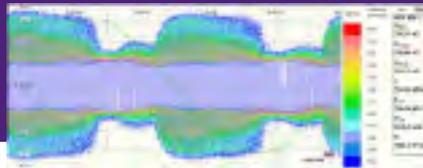
SIEMENS
energy

Fallbeispiel 3



Level 1, Level 2 zu Level 3, Resultat: X-Wax

- 630kVA Transformatoren
- Starke Gasentwicklung durch TE
→ regelmäßige Buchholz-Auslösungen
- Elektrisch Level 2 kaum auffällig
- X-Wax als Resultat hoher Feldstärken & schlechter Ölkonvektion



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

17

3 Fallbeispiele aus der Praxis

SIEMENS
energy

Fallbeispiel 4: Kra...



- 600 MVA 245/21kV Maschinentrafo
- Baujahr 1988
- Fehler in Durchführung Explosion und Brand



Herne darf sich auf den Winter freuen



Die Bedeutung kontinuierlicher Überwachung von Transformatoren



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

18

3 — Fallbeispiele aus der Praxis

Fallbeispiel 4: Kraftwerkstillstand HKW Herne 2023

Level 2, Level 3 und Reparatur



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

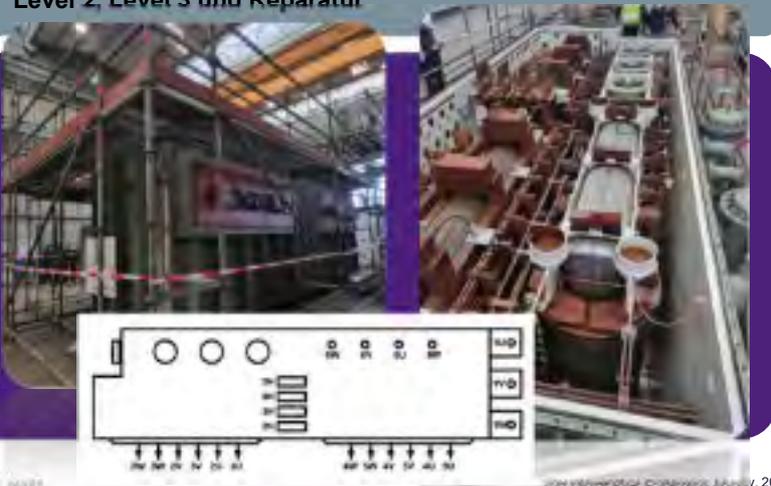
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

3 — Fallbeispiele aus der Praxis

Fallbeispiel 5: Fehlerereignis + Buchholz

Level 2, Level 3 und Reparatur

- 50 MVA 130/20/0,5kV Industrie-Transformator (Gleichrichtertrafo)
- 4 Aktivteile
- Erdschluss in Kompensationsanlage an Tertiär-Wicklung
- Buchholzgas (brennbar) nach Abschaltung
- Level 2 ohne Auffälligkeit
- Level 3 mit eigens zusammengebautem Prüffeld



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

3 — Fallbeispiele aus der Praxis



Fallbeispiel 5: Fehlerereignis + Buchholz



Hochspannungsprüfung vor Ort

Test-Setup



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde

Foto verwendet © Siemens Energy, 2024

21

3 — Fallbeispiele aus der Praxis



Fallbeispiel 5: Fehlerereignis + Buchholz

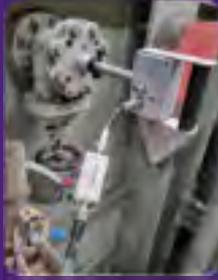


Hochspannungsprüfung vor Ort

Messaufbau IEC Messung



UHF Messung



Akustikmessung



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde

Foto verwendet © Siemens Energy, 2024

22

3 Fallbeispiele aus der Praxis



Fallbeispiel 5: Fehlerereignis + Buchholz



Hochspannungsprüfung zeigte keine TE auch bei Übererregung



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

23

Transformer Diagnostic Services Zustandsdiagnose und Onsite-Maßnahmen an Leistungstransformatoren



Siemens Energy Global GmbH & Co. KG

Transmission Service
Katzwanger Straße 150
90461 Nürnberg
Deutschland

Laura Schattke
Email: laura.schattke@siemens-energy.com

Marc Weber
Email: marcweber@siemens-energy.com

Tel: +49 911 6505 6505
Email: support@siemens-energy.com

[siemens-energy.com/tlm](https://www.siemens-energy.com/tlm)



Siemens Energy ist eine Marke, die durch Siemens AG lizenziert wurde.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2024

24

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17. September 2024, Zeulenroda-Triebes

Referenten

Alexei Babizki

Maschinenfabrik Reinhausen

- Head of Solution Innovation
- Responsible for portfolio and business development for asset management at Maschinenfabrik Reinhausen (MR)
- Working with MR since 2010
- Graduated from the Georg Simon Ohm University of Applied Sciences Nuremberg, Germany, in 2006 as a Dipl.-Ing in Mechatronics.
- In 2011, he earned his MBA degree (Master of Business Administration) at European University Viadrina in Frankfurt (O).
- Mr. Babizki is a member of various clusters and committees like CIGRE and CIRED.



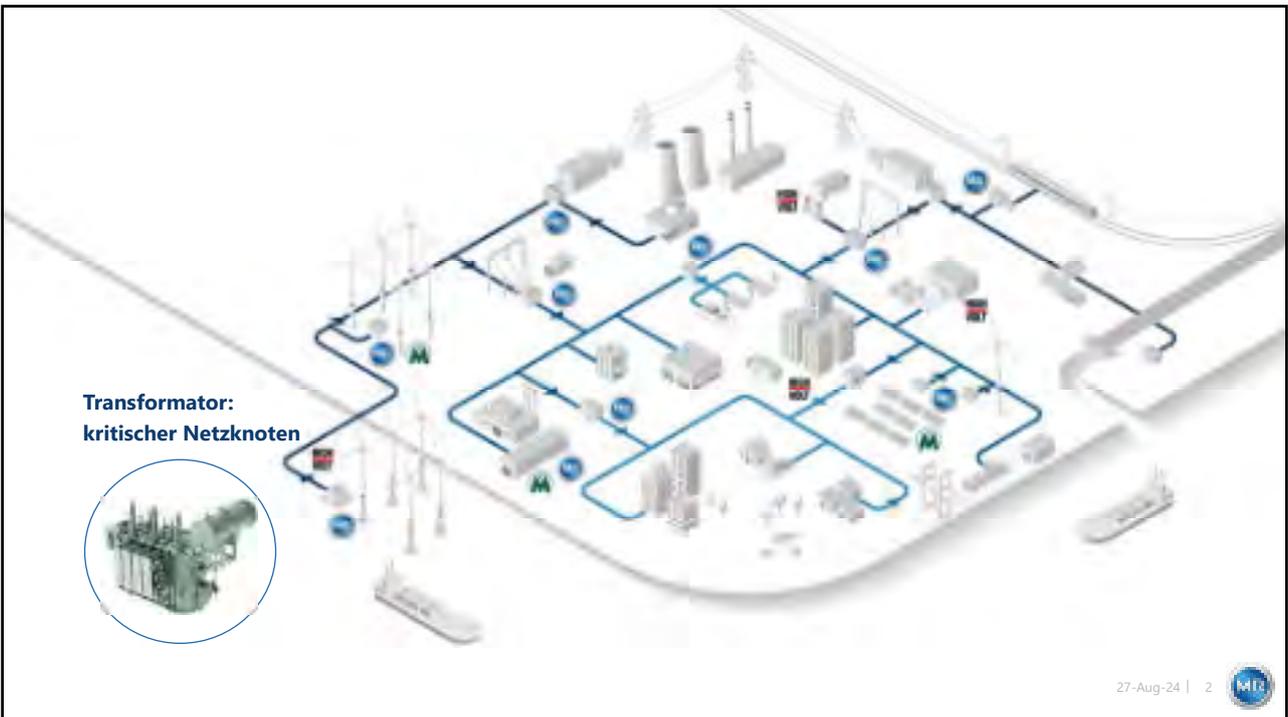
Notizen:



Zuverlässigkeitserhöhung einer Transformatorenflotte

Praktisches Beispiel eines erfolgreichen Flottenmanagements

© MR 27-Aug-24 | EC



17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Globale Herausforderungen

- + Gesteigerte Preise und Lieferzeiten von neuen Transformatoren
- + Durchschnittliches Transformatoralter steigt
- + Erhöhte Belastung durch Einspeisung erneuerbarer Energien
- + Sich ändernde regulatorische Vorgaben
- + Umgang mit der Datenqualität / Datenunsicherheit



27-Aug-24 | 3



Agenda

1. **Aktueller technischer Stand**
2. **Praktischer zweidimensionaler Ansatz**
3. **Zuverlässigkeitserhöhung einer Tx-Flotte**



27-Aug-24 | 4



Aktueller technischer Stand

CIGRE WG	Title	Brochure	Year
42.37	Recommendations to Condition Monitoring and Condition Assessment of Transformers	840	2018
42.38	Guide for Transformer Maintenance	840	2011
42.37	Transformer Reliability Survey	840	2015
42.43	Busting Reliability		
42.44	Guide on Transformer Intelligent Condition Monitoring (TCM) Systems	840	2016
42.49	Condition Assessment of Power Transformers	701	2019



IEEE	Title	Year
C57.170D0	Working Group for PC57.170- Condition Assessment Guide	In the works
C57.140-2017	Guide for Evaluation and Reconditioning of Liquid- Immersed Power Transformers	2017
C57.143-2012	Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components	2012
C57.152-2013	Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors	2013

Aktuelle relevante Aktivitäten in verschiedenen Gremien

- + CIGRE A2.7 OLTC Specification, CA, Testing and Maintenance
- + CIGRE A2 Advisory Group on Transformer Digitalization"
- + CIGRE Lifetime extension options for electrical equipment
- + CIGRE WG 3.61 „Risk and asset health-based decisionmaking in existing substations“



IEEE

27-Aug-24 | 5



Agenda

1. Aktueller technischer Stand
2. Praktischer zweidimensionaler Ansatz
3. Zuverlässigkeitserhöhung einer Tx-Flotte

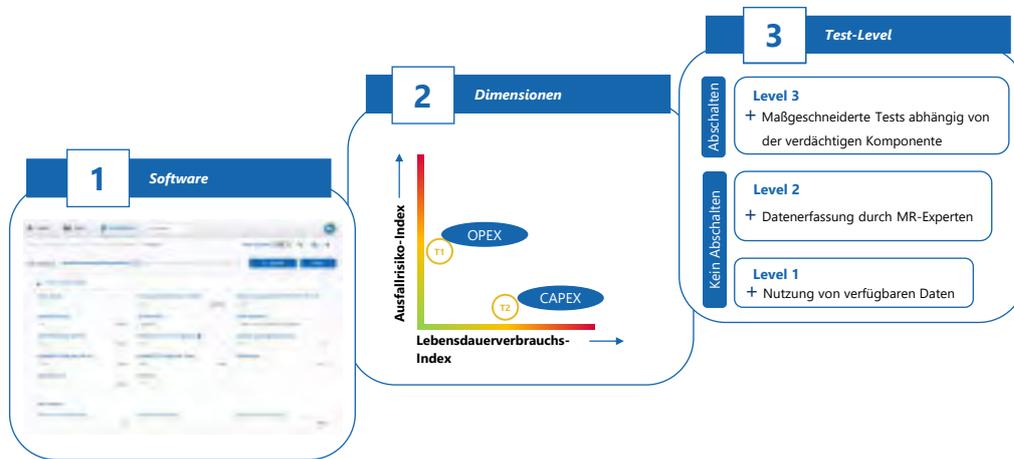


27-Aug-24 | 6



17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

TESSA® FLEETSCAN 2D

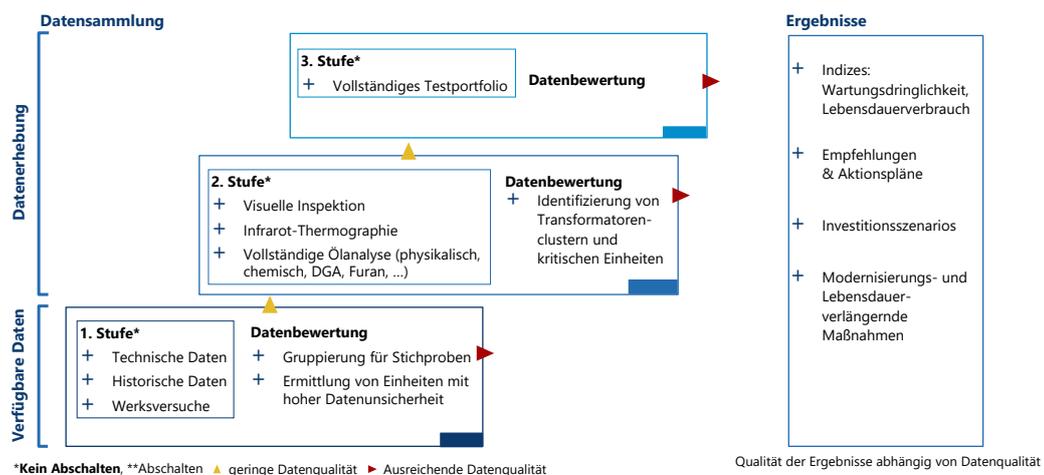


27-Aug-24 | 7



3-Level Datensammlung und Bewertung

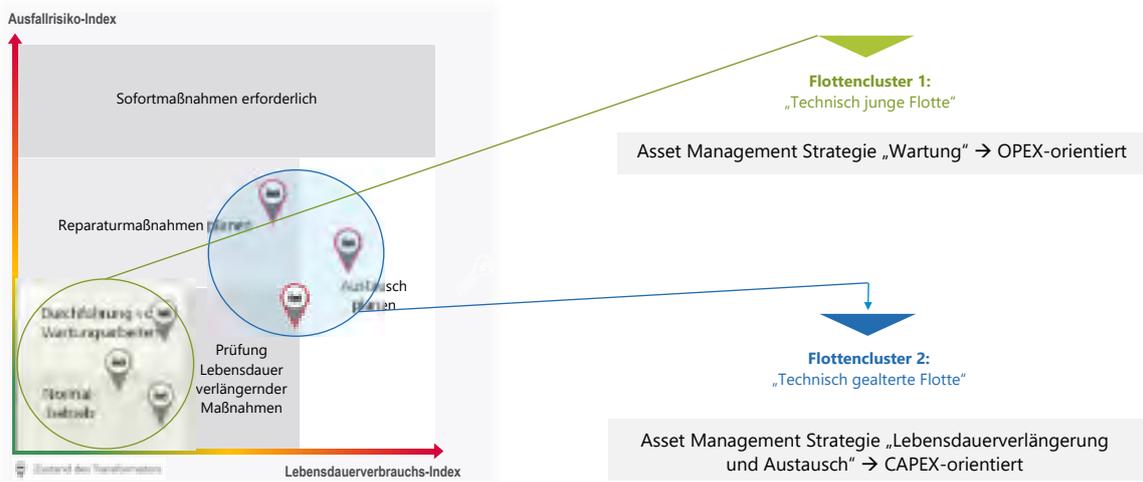
Ziel: minimale **Abschaltzeiten**



27-Aug-24 | 8



TESSA® FLEETSCAN 2D - Ihre Flotte auf einen Blick



27-Aug-24 | 9 

Agenda

1. Aktueller technischer Stand
2. Praktischer zweidimensionaler Ansatz
3. Zuverlässigkeitserhöhung einer Tx-Flotte



27-Aug-24 | 10 

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Ausgangslage und Motivation

- + Tx-Flotte stammt größtenteils aus den 1960er und 1970er Jahren
- + 2015 wurde bei RNG ISO 55000 eingeführt
- + Netzbau mittel- und langfristig geplant: Austausch Tx ($U_{RTOS}/U_{RTUS} = 110kV/25kV$)
- + Eine weiterhin hohe Zuverlässigkeit der Tx-Flotte muss sichergestellt werden
- + Nennleistungen ca. $S_T=20$ MVA bis $S_T= 60$ MVA



- + Erste Zustandsbewertung 2018
- + Aufgenommene Daten: 2. Stufe
 - + Visuelle Inspektion
 - + Infrarot-Thermographie
 - + Vollständige Ölanalyse (physikalisch, chemisch, DGA, Furan, MeOH)

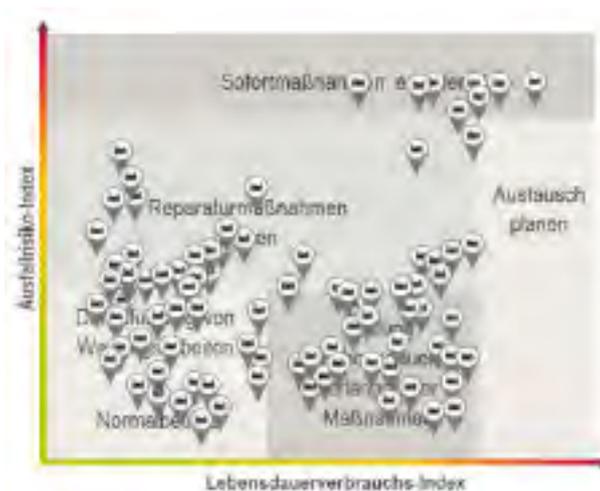


27-Aug-24 | 11



Zustandsbewertung der Tx-Flotte im Jahr 2018

- + Anzahl der Transformatoren: 88
- + Durchschnittsalter: 44,5 Jahre

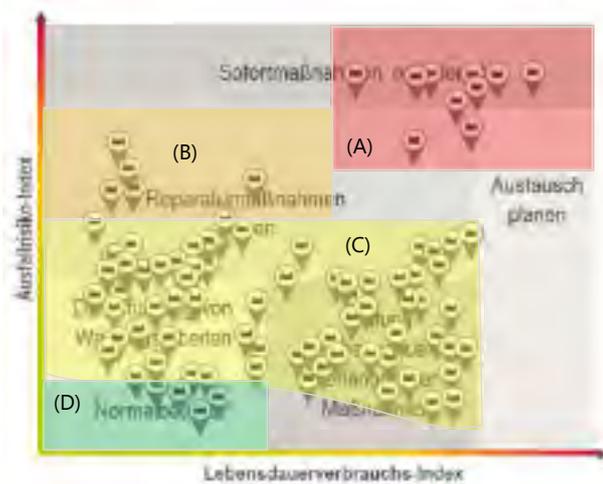


27-Aug-24 | 12



Zustandsbewertung der Tx-Flotte im Jahr 2018

Priorität	IH-Maßnahmen (OPEX)	IH-Maßnahmen (CAPEX)
(A)	Mängelbeseitigung sofort	Austausch planen (Neubeschaffung mittelfristig)
(B)	Mängelbeseitigung in den nächsten 6 Monaten	LDV-Maßnahmen planen (langfristig)
(C)	Mängelbeseitigung bei der nächsten Abschaltung	LDV-Maßnahmen planen (langfristig)
(D)	Keine besonderen Maßnahmen erforderlich	Keine besonderen LDV-Maßnahmen

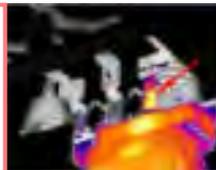


27-Aug-24 | 13



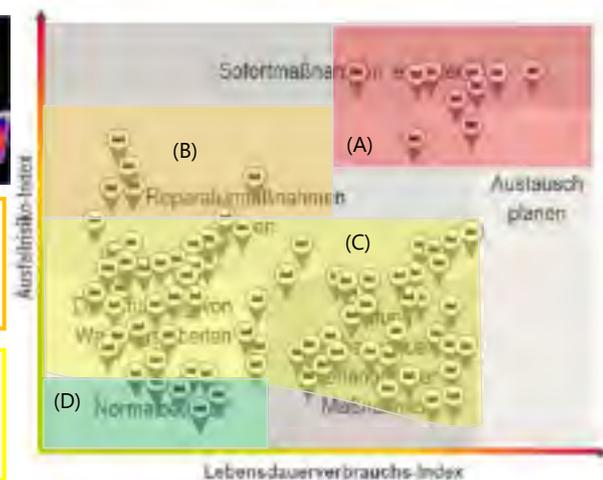
Zustandsbewertung der Tx-Flotte im Jahr 2018 Beispiele für erhöhte FI und LI

Festgestellte Defekte (A)
z.B. Heißstellen
Handlungsempfehlung:
Mängel überprüfen & Defekte beseitigen



Erhöhtes Ausfallrisiko (B)
z.B. Reduzierte Durchschlagsspannung, erhöhte Feuchtigkeit oder festgestellte Undichtigkeiten
Handlungsempfehlung: Ausfallrisiko minimieren durch z.B. Ölfilterung, Beseitigung der Undichtigkeiten

Stabiler Zustand (C)
z.B. verbrauchtes Silikagel im Luftentfeuchter, erhöhte Säurezahl & DP-Werte
Handlungsempfehlung: Regelmäßige Wartungsarbeiten & notwendige lebensdauerverlängernde Maßnahmen

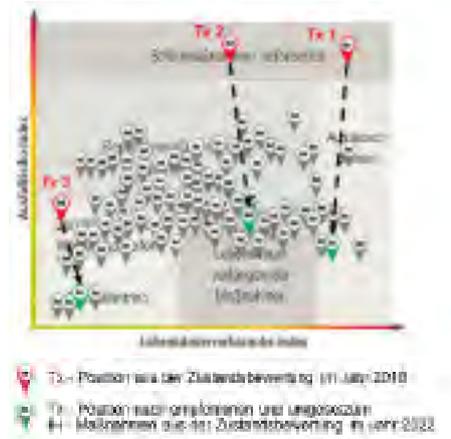


27-Aug-24 | 14



Zustandsbewertung der Tx-Flotte im Jahr 2022 nach durchgeführten IH-Maßnahmen

Tx 1	Tx 2	Tx 3
Erfolgte IH-Maßnahmen		
Austausch der Durchführungen	Austausch der Durchführungen	Überfällige Wartungsarbeiten am Luftentfeuchter und OLTC
Auswirkung: Austausch kann mittelfristig (ohne Dringlichkeit wg. erhöhter Ausfallwahrscheinlichkeit) geplant werden	Auswirkung: LDV-Maßnahmen können mittelfristig (ohne Dringlichkeit wg. erhöhter Ausfallwahrscheinlichkeit) geplant werden	Auswirkung: Tx befindet sich im Normalbetrieb: keine besonderen IH-Maßnahmen notwendig



27-Aug-24 | 15



Ergebnisse nach durchgeführten IH-Maßnahmen

Bewertung	Normalbetrieb	Durchführung von Wartungsarbeiten	Prüfung der LDV-Maßnahmen	Reparaturmaßnahmen planen	Austausch planen	Sofortmaßnahmen erforderlich
2018	5,4 %	14,9 %	35,1 %	32,4 %	0%	12,2 %
2022	1,4 % (↓)	16,2 % (↑)	35,1 % (→)	41,9 % (↑)	5,4 % (↑)	0% (↓)

(↑) Erhöhung der Tx im Indikationsfeld bzgl. 2018

(↓) Reduzierung der Tx im Indikationsfeld bzgl. 2018

27-Aug-24 | 16



Nutzen für Asset Management

- + Optimierte Entscheidungsprozesse im Asset-Management
- + Optimierte und gezielte Budgetverteilung
- + Sicherstellung der mittel- und langfristigen Planungssicherheit
- + Klare Prioritäten bzgl. Dringlichkeit & Differenzierung nach OPEX/CAPEX
- + Erhöhung der Gesamtzuverlässigkeit der Tx-Kollektive



27-Aug-24 | 17



Agenda

1. Aktueller technischer Stand
2. Praktischer zweidimensionaler Ansatz
3. Zuverlässigkeitserhöhung einer Tx-Flotte



27-Aug-24 | 18



17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes



TLM 2024

A performance review of three decades of explosion prevention and fire protection system for Transformers and Reactors

or

Transformer Protection against Explosion and Fire
Review of the satisfactory field experience of over 3 decades

V K Wakchaure
CTR Mfg Ind Pvt Ltd, India

1. Summary

Since the time of the first introduction of transformers in the HV and EHV electrical systems, the failure of transformers - premature and otherwise - their explosion & the resulting fire have been of great concern to the utilities. The international average of transformer failure rate has been steadily coming down & is under 1% of transformer-years presently. This failure rate in absolute terms however is still pretty high and is alarming. The cost of replacement of the transformers in a very short time, the cost of damage to other substation nearby equipments in the substation, the cost of the power outage & the risk of human life impose a huge burden on the electric utilities whenever any explosion and fire happens in the system. Since the transformer internal faults generate very high arc energy of the order of 10 MJ and hot oil temperature in excess of 1000 degree Centigrade accompanied by very high rise in dynamic pressure close to 10 bar, the transformer tank experiences a huge dynamic force which rips it open and throws out huge amount of the internal hot oil which ignites the transformer and the surrounding substation equipments. There has been thus an acute need to prevent explosion and fire in a transformer & systems to protect the transformer against explosion and fire are developed and are currently installed by almost all utilities in the world based on the criticality of the application.

Though protection systems with many technologies were practised over the last 50 years with varying degrees of success to prevent the explosion and consequential fire, the Nitrogen Gas based Transformer Explosion Prevention & Fire Protection System has provided satisfactory service for over 3 decades worldwide. Satisfactory field performance feedback of over 16000 numbers of the Nitrogen gas based protection systems operating for **over 3 decades** in various countries connected to HV & EHV power transformers form the basis for the inference in the paper. It is believed that this paper will enthuse and provide basic guidance and confidence to the practising field engineers about minimising the hazard of explosion and fire of transformers.

Key Words :

Fault prevention, explosion prevention, fire prevention, oil filled transformers, oil filled reactors, protection, nitrogen gas, differential protection, current imbalance, rapid pressure rise, dynamic pressure rise.

2. Introduction

Users and power utilities across the world are directing focus on the asset management, minimisation of the failure rate of key equipments and their consequential damages, enhanced operational reliability of the power system & reduction of power outage duration. The analysis of global statistics shows a failure rate of transformers in the range of 0.5% to 1.0% of the 'transformer-years' in service. Fortunately, every transformer failure does not cause

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

explosion and /or fire. Reportedly only around 10% - 20% of the failures cause major destruction including explosion and fire. But this number in absolute terms is significant enough considering the large number of transformer population in the field which might number in millions . A transformer explosion and the consequential fire is often dangerous and every effort need to be applied to minimise this hazard in a power station .

This paper is based on the nearly 3 decades of field experience of over 16000 nitrogen gas based Transformer explosion prevention & fire protection system connected to the medium and high voltage power transformers rated 11kV to 765kV and capacity rated 750KVA to 1500 MVA . Over at least 200+ successful operations of the protection systems have been reported, summarized and documented by the various utilities, manufacturers and the industry . The paper focuses on the importance of the protection system for the prevention of transformer explosion and emphasises the main approach for the transformer safety as the 'prevention of explosion' in the event of a fault. The protection philosophy thus centres around 'if it does not explode, it does not catch fire', so focus is towards prevention of explosion.

Historically, many protection logics have been tried out over the last few decades. Simple pressure rupture discs which vents out the excess pressure in the transformer tank, to the advanced combination of differential current relay & pressure sensors are in vogue based on the degree of protection required for a given application. The transformer internal pressure rises exponentially due to short circuits or winding failures & the key management to the prevention of the transformer tank explosion is the early sensing of the internal pressure rise and deflating the pressure at a speed so as not to cause any tank rupture or shearing of the components. Quick sensing of the transformer fault through very fast acting differential current relays , fast sensing of the internal dynamic pressure rise through a variety of pressure sensors, early cutting off of the power supply to the faulty transformer, initiation of draining of the transformer oil to depressurize the internal pressure built up due to the fault & regulated injection of high pressure nitrogen into the tank within a few milliseconds to cool and quench the arc are programmed in a well researched and designated sequence and are executed in milliseconds in the Nitrogen based explosion prevention protection system under discussion in this paper .

It will be interesting to narrate the sequence of events that unfold when a fault happens in a transformer . The fault in the transformer causes an electric arc at the point of weakness & the arc raises the temperature of the oil . The temperature rise in the oil, arc temperature has been recorded to be above 1000 Degrees . The internal dynamic pressure rises inside the transformer depending on the temperature . The dynamic internal pressure could reach a high value of the order of 10 bars in a very short time . Both the temperature rise and the dynamic pressure depend on the arc energy generated at the fault in the transformer, typically varying between 2 MJ to 10 MJ . The arc energy is not generally controllable, and it depends on the location of the fault & the type of the fault such as low impedance or high impedance fault . This dynamic pressure often leads to the rupture of the transformer tank at its vulnerable joints based on the dynamic pressure withstand capability of the tank. Despite the various experimental studies and computer calculations to reasonably correlate the magnitude of the dynamic pressure with the rupture pressure of the transformer tank, this trade off remains a challenging area for the transformer designers even now. It is reported that over 50% of the transformer explosions happen due to the rupture of the tank . It becomes thus very necessary for both the transformer designer & the protection system designer to reasonably estimate the likely dynamic pressure during a low impedance fault inside the transformer & the tank pressure withstand capability with respect to the fault time. It is to be noted that a transformer tank is not a pressure vessel. It is designed to withstand full vacuum and a pressure 25 percent above the normal operating pressure. Most rectangular tanks will sustain a static pressure of

1.4 to 2.10 bar before distortion or rupture. It is to be stated that this ‘key trade off point’ still remains a challenging determinant for both the transformer designer and the protection system designer .

Based on the above reasoning, the efficacy of the protection system to prevent the explosion in the transformer depends essentially on the following logics :

- very early detection of the fault within a few milliseconds of the inception of the fault arc through very accurate differential current relays in the protection system of the transformer ;
- providing necessary signals to the circuit breaker - subject to the compliance of certain prescribed conditions to confirm the fault - to aid the tripping of the transformer to cut off the power supply ;
- activation of the depressurisation sensors installed in the transformer including Buchholz relay, & Rapid pressure rise detection sensors ;
- draining of the transformer oil through the draining valves to an external designated covered oil separation tank quickly to depressurise the tank ;
- closing of the conservator to prevent fresh oil-flow from the conservator to the tank; &
- reverse injecting a steady stream of pre determined high pressure nitrogen into the tank to cool the transformer oil and reduce the internal oil temperature through churning . The introduction of nitrogen further aids in extinguishing the fault arc by depleting the amount of oxygen available inside the tank .

The above logical actions incorporated in the Nitrogen gas injected explosion prevention system forms the essence for the satisfactory operation of the system thus far, for over 3 decades .

3. The nitrogen gas injected explosion prevention system

The basic schematics of the Nitrogen gas injected explosion prevention systems are illustrated below in Fig 1 & Fig 2 which are self explanatory .



Fig 1. The setup of the Nitrogen gas based explosion prevention system for transformers with the various accessories .

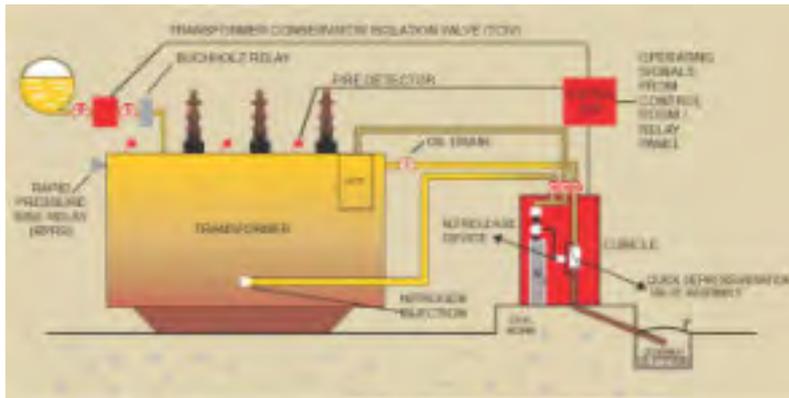


Fig 2. The Explosion prevention protection system layout in a transformer substation with the various components, detectors & covered oil separation tank.

4. The field experience

Over 16000 nitrogen gas injected explosion prevention systems for transformers and reactors of voltage class 11kV to 765 kV with capacity rating of 750 kVA to 1500 MVA have been operating in the field globally for over 3 decades. The installation experience covers a comprehensive range from industrial transformers to medium voltage transformers to EHV high power transformers. Of the 16000 protection installations, over 200 Nitrogen gas injected explosion and fire prevention protection systems have operated and prevented the explosion of the transformer to the utmost satisfaction of the utilities.

An estimated 80000 'protection system years' have been thus seen by the protection system [16000 systems x an assumed minimum average of 5 years field life per system so far] satisfactorily. Though the systems have been operating from 1 to 28 years, an average field time of 5 years per installation is taken for calculation and illustration. The observed 'protection system years' where they have been called in for operation, therefore is around 0.25% [200 operations in 80000 'protection system years'] . This percentage matches with the explosion rate of transformers indicated by CIGRE and other reports globally which is also around 0.2% transformer years. This means most of the explosions that could have happened in the 16000 transformers protected with the protection system, have been satisfactorily prevented by installing the protection system.

The recorded benefits by various utilities through installation of the prevention of explosion system, far outweigh the cost involved in installation of the protection system for a given fleet. The cost of the power outage, cost of replacement of the exploded transformer with a new transformer, the cost associated with possible damage to the other equipments in the substation by the resulting fire, the cost involved in cleaning the environment and making it ready for the next operation, the waiting time to get the new transformers, the cost of possible loss of human life if the transformer explodes and the resulting fire, the loss of name and prestige of the utility etc. far outweigh the investment cost for the installation of explosion prevention protection system for the transformer fleet. This will be more so with critical installations and with EHV class power transformers.

Fig 3. Punjab State utility : Internal fault lead to bushing failure



Fig 4 : Delhi State Utility



Fig 5 : Maharashtra State Utility



Fig 3,,4 and 5 show the commonest of failure causes : the bushing failures at some of the installations.

From the documentation of the various utilities, the following sensing times and fault details have been inferred.

At Punjab State Transmission Utility, Rajpura 400 kV substation, transformer of 500MVA, 400/220Kv the SCADA record showed a fault current of 22.8kA and fault was cleared in a duration of 81.1ms. The differential relay picked up the fault in 2 to 3ms, 5 to 10ms was pickup time for the fastest pressure signals from the various pressure sensors, 20 ms was recorded for the actuation signal to the master breaker & 59ms for the breaker to operate and clear the fault. A total of typically 80 to 85ms from the start of the fault appears to be the documented fault clearing time with the Protection System which is considered satisfactory. From the recorded data, a first estimate of the fault energy in the transformer is calculated to be about 5 MJ to 7 MJ which may be classified as a heavy fault.

At Delhi State Transmission Utility, Mehrauli 220 kV substation, in an incident recorded on a 220 /66/11 kV 160 MVA transformer indicated the following parameters - a fault current of 11000 Amp on the 66 kV side detected and cleared under 60ms. From the parameters recorded, a first estimate of the fault energy in the transformer is about 3 MJ which may be classified as a medium fault.

It could be seen from the above two case studies that the protection system detection logics of differential relay in combination with an array of rapid pressure sensors has acted fast enough to sense and clear the fault under 85ms. The protection system had successfully deflated the

internal pressure to safe levels that the tank could withstand & the tank did not experience any rupture which is the primary objective of the protection system at high fault energy levels.

Of the 200+ protection system operation so far, the records captured indicate fault energy levels generally of the order of 2 MJ to 7 MJ with occasional cases where the arc energy indicated as high as 10 MJ. These are based on calculations of the data of recorded fault current & the recorded time the fault existed, The protection logics indicate a fault sensing and actuating time of individual protections signals about within 20 ms, and the breaker fault clearing time under 80 ms. The nitrogen pumping in to the tank has been recorded within 730 ms. About 10% of the oil has been pumped out of the transformer to deflate the internal pressure and the stored in the oil tank near the transformer. In none of the cases, any noticeable damage to the neighbouring substation equipments had been observed. From the data captured, the internal pressure rise could be estimated to be near 10.8 bar reaching in about 2 to 3 ms which might be equivalent to rapid dynamic pressure rate of rise around 5000 bar per second. The Rapid pressure rise sensors attached to the protection system in the transformer have responded satisfactorily to this requirement.

The various reasons leading to the fault and the internal arc have been recorded by the utilities point to insulation failure in the windings, bushing lower part explosion inside the tank, external and possibly internal flashover of the bushing due to lightning, and for other unspecified reasons. None of the cases reported rupture of the tank suggesting that the protection algorithm deployed in the protection system was effective in responding to the need.

The teachings from the field experience of the 200+ operations of the 16000 installations over 3 decades is that the major objective of the system has to be to prevent the explosion of the tank at any cost. This needs logical settings of the various sensing devices, methods of fast depressurisation of the tank, a proper understanding of the fault pressure and its rate of rise which need to match with the rupture characteristics of the transformer tank.

Future innovations in the protection system might centre around optical methods of sensing of the arc within a millisecond, use of less flammable oils, use of dry type bushings, a better understanding of the correlation of the pressure rise in the faulty transformer with the tank rupture characteristics.

5. Conclusions

The field experience of over 3 decades of the Nitrogen injected explosion prevention system for transformers & reactors leads to the following conclusions:

- Prevention of 'explosion' of the transformer is the primary objective of the protection system. If no explosion, then no fire.
- Very early detection of the fault arc within a few milliseconds is necessary to gain time for the successive downstream protection logics and relays to operate effectively to prevent explosion of the transformer.
- There needs to be a very good understanding and coordination between the internal dynamic pressure & the tank rupture characteristics to avoid the tank rupture. This is a prerequisite to set the various sensor parameters.
- The nitrogen gas injected explosion prevention system has performed satisfactorily for over 3 decades clocking over 80000 'protection system years' with a good track record.
- Further developments for still faster sensing of the arc within 1 to 2 milliseconds of arc inception are being currently explored with optical sensing techniques.



TLM 2024

- The cost benefit realised through the installation of the protection system for prevention of explosion , far outweighs the marginal cost the protection system .

6. Acknowledgements

The authors gratefully acknowledge the various utilities and the utility experts in sharing the technical data related to the field performance of the Nitrogen gas injected explosion prevention system operating in their utilities.

7. References

1. Report 537, CIGRE publication, Guide for transformer fire safety practices, Working Group document of A2.33 , June 2013.
2. Statistical failure analysis of European substation transformers , Farzaneh Vahidi Etal , Research Gate Conference paper Nov 2014
3. Article on Possibility of electric arc detection in power transformers by directly embedded photoconductive elements in the transformer tank Limitations and obstacles - An experimental Investigation by Asghar AKBARI, Reza SARGAZI, Peter WERLE, Moritz KUHNKE in Transformers magazine, Volume 9, Issue 1, 2022
4. Central Board of Irrigation and Power Publication No 317, Manual on Transformers, editors Mr M Vijayakumaran, April 2013.
5. Design of an Intelligent Nitrogen Injection System for Fire safety of Power Transformer, Prof P N Gokhale, SM Bakre, Executive Engineer, Maharashtra State Electricity Transmission Company Limited India
6. Oil filled transformers and Reactor protection: Nitrogen gas based explosion prevention and fire extinguishing system, DM Jadhav, Central Board of Irrigation and Power Workshop on Electrical and Fire safety in power industry , 25-26 Oct 2016, CBIP , New Delhi, India
7. Bushing Protection, the need of the hour: Nitrogen Injection based Explosion Prevention and Fire Extinguishing System, D M Jadhav, A H Bhardwaj, Central Board of Irrigation and Power Conference on “Modern Technology Trends in Power Transformers including OLTC, Bushings etc” 27-28 February 2019, New Delhi India
8. Transformer Explosion Prevention and Fire Extinguishing System For Oil Filled Transformer / Reactor, A H Bhardwaj, Central Board of Irrigation and Power National Conclave, Prevention of Accidents on Distribution and Power Transformers, 21-22 December 2017, New Delhi, India.
9. Nitrogen Injection Fire Prevention System for Oil Filled Transformers, Prof S S Shingare, S V Ghadge IJARIE Volume -2, Issue 5, 2016

**17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes**

Referenten

Dr. Bruce Pahlavanpour

Ergon International

Dr Bruce Pahlavanpour BSC, DIC, PHD from Imperial College, London.

He joined Ergon International as senior consultant in 2023.
Dr Pahlavanpour was Chief Specialist for the Electrical industry application group within Nynas TDMS. He joined Nynas during 2002.

He was chairman of IEC, TC10 (insulating fluids) and chairman of BSI, GEL10.

Previous to that he was professor of petroleum chemistry at Cranfield University working for National Grid UK, University lecturer and head of Environmental studies department. Dr Bruce is world recognised expert in the filled of insulating oil. He is IEC2006 and Lloyds Register of Shipping award winner. He received special commendation from British Standardization Institute in 2015. Dr Pahlavanpour published over 380 articles, reports in international journals, seminars, technical reports, chapters in Nynas transformer oil hand book, two chapters in CRC Rubber hand book (CRC publication, USA) and one chapter in petro Analysis 87 (Butterworth publication UK).



Notizen:



Revised IEC Standard for Maintenance of In-Service Insulating Liquid

Dr Bruce Pahlavanpour
Ergon International, Belgium

Dr Ed Casserly, Ph.D.
Ergon Inc. Jackson, MS

Mr Klaus Cichocki
Ergon International, Belgium

ABSTRACT

For reliable operation of oil-filled electrical equipment, monitoring and maintenance of the insulating liquid is essential. Mineral insulating oil is the most widely used insulating liquid for cooling and insulation in oil-filled electrical equipment. The characteristics of the oil, supplied as unused, may change during its service life. Therefore, the oil quality should be monitored regularly during its service life.

In many countries power companies and electrical power authorities have established codes of practice for this purpose. In general, these cover monitoring guidelines and corrective actions depending on the oil status. If a certain amount of oil deterioration is exceeded, then the possibility and risk of premature failure should be considered. While the quantification of the risk can be very difficult, a first step involves the identification of potential effects of increased deterioration.

IEC 60422 is a guide for the supervision and maintenance of mineral insulating oils. This standard is revised and published to take account of changes in oil and equipment technology and has due regards for the best practices currently in use worldwide. Changes are also made to use current methodology and comply with requirements and regulations affecting safety and environmental aspects.

Keywords — IEC 60422, contamination, oil testing, revised standard

1. INTRODUCTION

An insulating liquid in electrical equipment deteriorates in service due to the conditions of use. The reliable performance of oil in an insulation system depends on the basic character of the oil, which may affect the performance of the equipment. A variety of processes occur, some inter-related, which degrade the oil. These processes

include oxidation; contamination by water, particles, or fibers; electrical arcing or discharge; and local or general overheating.

Oxidation of the oil will occur in all equipment where it is in contact with air. In such equipment, oxidation of the oil will occur gradually and naturally over many years.

Oxidation is accelerated as operating temperatures of the oil increase. Oxidation can also be

accelerated by the presence of catalysts such as metals or metallic compounds. The cumulative effects of oxidation on the oil are to darken the oil, produce water and acids, and in the extreme, produce sludge. The production of water and acids can lead to corrosion of metal surfaces, particularly above the oil surface, and can attack cellulose material, resulting in loss of mechanical strength and possible breakdown.

If the oil reaches an advanced state of oxidation, insoluble products are generated, which result in sludge formation in the oil. The solubility of the produced sludge in the oil depends on the type of oil and once the saturation point is reached it will precipitate. Generally, sludge is more soluble in naphthenic oil and less soluble in paraffinic oil. The sludge deposits itself on windings and other parts, blocking ducts and reducing cooling efficiency. The overheating of the oil and windings, and the oxidation of the oil increase cumulatively, leading to possible breakdown.

Early warning of the onset of oil oxidation is provided by monitoring the color and appearance of the oil, regular testing for acidity levels in the oil, monitoring moisture levels in the oil and visual inspection during maintenance for signs of sludgy deposits on internal surfaces of equipment.

IEC 60422 [1] is a guide for the supervision and maintenance of mineral insulating oil in electrical equipment. This standard is used worldwide and is currently under revision. The purpose of the revision of this standard is to bring it in line with current methodology, best practice, and compliance with requirements and regulations affecting safety and environmental issues.

2. OIL CONTAMINATION

Insulating liquid in electrical equipment, depending on design, is in contact with air, other material used in construction of the equipment and therefore, can easily be contaminated. In general, the presence of foreign material in the oil can be regarded as contamination. Some of these contaminants may affect the electrical or other properties of the oil.

2.1. Contamination by Moisture

Moisture contamination can occur from degradation of the oil by oxidation, degradation of cellulose in the equipment, and ingress due to breathing of the equipment in service or during maintenance or repair work. Water is soluble in mineral

oil within certain temperature and acidity dependent limits. If these limits are exceeded the oil becomes saturated and free water will appear in the form of cloudiness or visible droplets. Dissolved water may or may not affect the electrical properties of the oil. However, dissolved water in the presence of other contaminants, particularly fibers, can significantly reduce the electrical strength of oil. Free water further reduces the electrical strength of the oil as well as indicates excessive moisture content in the oil.

In transformers, or other equipment containing paper insulation, the moisture is contained in both the oil and the paper. The paper contains much more of the moisture than the oil, typically over 99% of the total water content being in the paper. High moisture content of paper is one of the factors which reduces the life of the paper insulation, and hence the life of the equipment. Maintaining low moisture content is therefore more important in equipment containing paper insulation such as transformers. Monitoring of moisture content is achieved by routine laboratory analysis for dissolved moisture, and by visual inspection for signs of free moisture.

2.2. Contamination by Particles or Fibers

This contamination can occur from particulate or fibrous matter taken up by the oil from the components of the equipment itself, from arcing, fault degradation products in the equipment, or ingress during maintenance or repair.

Particle or fiber contamination can reduce the electrical strength of the oil, particularly in the presence of moisture.

Monitoring is achieved by laboratory testing for electric strength, which reduces with high particle content, and by visual inspection for particulate contamination.

2.3. Electrical Breakdown or Arcing

When electrical breakdown or arcing occurs under oil, gases and other products such as carbon or metallic particles will be produced. The degradation of the oil results in a reduction in electrical strength, accelerated oxidation and higher acidity.

This type of degradation is to be expected in equipment having an arc extinguishing function such as circuit breakers or tap changer diverter

switches. The design of this equipment includes an allowance for the degradation of the oil.

Oil degradation in equipment that does not have an arc extinguishing function, such as a transformer main tank or selector, is obviously undesirable and indicates the presence of a fault or malfunction.

The ageing process of insulating paper is accompanied by the production of several oil soluble by-products. These by-products are carbon monoxide, carbon dioxide, water and furanic compounds. The production of carbon monoxide and carbon dioxide can be monitored by DGA [2]. However, production of these two gases can rise from either paper ageing or insulating liquid ageing. Trend analysis of the level of Furanic compounds [3] in the oil (FFA analysis) may provide an early indication of paper degradation.

3. REVISED STANDARD

IEC 60422 is being revised to take account of changes in oil and equipment technology and to have due regard for the best practices currently in use worldwide. In general, the action limits for all oil tests have been revised and changes made where necessary to enable users to use current methodology and comply with requirements and regulations affecting safety and environmental aspects.

Although many tests can be applied to mineral insulating liquid in electrical equipment, the tests listed in Table 5 of IEC 60422 are considered sufficient to evaluate the condition of the oil in service and to establish whether the condition of the oil is adequate for continued operation. Corrective actions, based on the results, are then suggested.

3.1. Oil Testing

The tests for in-service oil are divided into three groups as:

- **Group 1:** minimum tests require to monitor the oil and to ensure that it is suitable for continued service.
- **Group 2:** These are additional tests which may be used to obtain further specific information about the quality of the oil and may be used to assist in the evaluation of the oil for continued use.
- **Group 3:** These tests are used mainly to determine the suitability of the oil for the type of

equipment in use and to ensure compliance with environmental and operational considerations.

Individual tests for each group are shown in Table 2 of IEC 60422. It should be noted that if the test results for Group 1 are not exceeding recommended action limits, usually no further tests are considered necessary until the next regular period for inspection.

3.2. Evaluation of Oil in Service

Insulating liquid in service is subjected to heat, oxygen, water, and other catalysts, all of which are detrimental to the properties of the oil. To maintain the quality of the oil in service, regular sampling and analysis should be performed.

Often the first sign of oil deterioration may be obtained by direct observation of the oil clarity and color through the conservator's visor. From an environmental point of view, this simple and easy inspection can be also used to monitor leakage and spills of oil to the surrounding environment.

The interpretation of results, in terms of the functional deterioration of the oil, should be done by experienced personnel based on the following elements of Risk Management and Life Cycle Analysis:

- Characteristic values for the type and family of oil and equipment, developed by statistical methods.
- Evaluation of trends and the rate of variation of the values for a given oil property.
- Normal, or typical values, for "fair" or "poor" for the appropriate type and family of equipment.

In the case of oil contaminated with PCB, environmental impact is a critical factor to consider, as are local regulations. If it is suspected that the oil has become contaminated with PCB, specific analyses should be undertaken, and the interpretation of the results should be used in risk assessment to consider prevention and mitigation of potential damage to the environment and to avoid unreasonable risks for staff and the public.

3.3. Classification of Oil In Service

As it is virtually impossible to set hard and fast rules for the evaluation of oil in service and recommend a corrective action. Classification and any consequent corrective action should only be taken after due consideration of the results of all tests. The trend of such results over a period is

considered essential information when arriving at a final decision.

According to local or current industrial experience, oils in service may be classified as “good”; “fair” or “poor” based on the evaluation of significant properties and their ability to be restored to the characteristics desired. Table 3 provides guidance to assist in this classification process.

- **Good**

Oil in normal condition, continue normal sampling

- **Fair**

Oil deterioration detectable, more frequent sampling recommended

- **Poor**

Oil deterioration abnormal, immediate action advisable

Results for test limits together with corrective action are shown in Table 5 of IEC 60422 as:

Table 5a; Transformers and Reactors – Application and interpretation of tests

Table 5b – Tap-Changers – Application and interpretation of tests

Table 5c – Instrument and protection transformers – Application and interpretation of tests

Table 5d – Circuit breakers and switchgear – Application and interpretation of tests

Table 5e – Oil filled and OIP Bushings - Application and interpretation of tests

With summary of typical actions in Table 6

Oil handling storage, oil purification, reclamation and oil PCB destruction are also discussed and explained in this revised standard as guide for supervision and maintenance of insulating oil.

4. CONCLUSION

International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). IEC 60422 "Guide for the supervision and maintenance of mineral insulating oil in electrical equipment" is revised and published to consider the changes in oil and equipment technology and to have due regards for the best practice currently in use. The action limits for all tests have been revised and changes made where necessary to enable the

users to use current methodology and comply with requirements and regulations affecting safety and environmental aspects. The produced document has the form of recommendations for international use and published during July 2024 in the form of a standard.

REFERENCES

- [1] IEC 60422: "Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance"
- [2] IEC 60599: "Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis"
- [3] IEC 61198: "Mineral insulating oils - Methods for the determination of 2-furfural and related compounds"

Referenten

Fabio Scatiggio

A&A Fratelli Parodi

Fabio Scatiggio was born in Venezia, Italy, in 1957. After the graduation in chemistry, he was with ENEL and then with Terna Rete Italia as Chemical Laboratory Manager. Currently he is with A&A Fratelli Parodi as senior advisor on liquids for electrical applications.

He is the Chairman of CT10 (fluids for electrotechnical applications) of the Italian Electrotechnical Committee (CEI).

He is member of many IEC TC10 working groups and convener of PT62975 (in-service natural esters).

He is also full member in CIGRE SC-A2 (transformers) and SC-D1 (emerging materials) and chair of JWG D1/A2.77 (liquid test on electrical equipment)

He is also Senior Member and Reviewing Author for IEEE, and member of ASTM D27 Committee.

Mr. Scatiggio has published many scientific papers with focus on transformers diagnosis by DGA, on problems related with presence of corrosive sulphur in oil, on transformers' Health Index, on Natural Insulating Esters, on new optical sensors for on-line monitoring, on PCB decontamination techniques, etc.

Mr. Scatiggio received the "IEC Award 1906" in 2008 and was awarded as "CIGRE Distinguished Member" in 2012.



Notizen:



Mineral oil and esters: Review on DGA interpretation criteria and related mechanism of gas formation

Zeulenroda (Germany)
16-17 September 2024

Fabio Scatiggio (Italy)







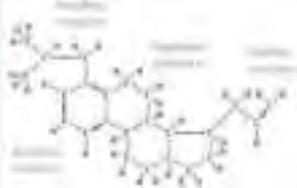
1

Chemistry of insulating liquids

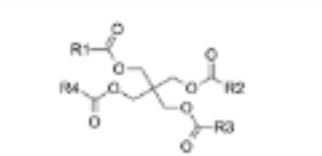
Mineral oil: from crude, complex mixture of linear and iso alkane, naphthenic hydrocarbons, aromatic hydrocarbons. Thousands.

Natural ester: from plants, triglycerides of dozen of fatty acids

Synthetic esters: from chemicals, polyalcohol + short saturated fatty acids



Mineral Oil



Penterythritol esters: R1, R2, R3, R4 = Fatty acids, C8-C22

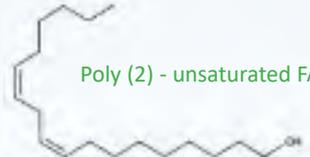
Synthetic Esters



Saturated FA



Mono-unsaturated FA



Poly (2) - unsaturated FA



Poly (3) - unsaturated FA

2



A&A FRATELLI PARODI DIELECTRIC PRODUCTS

- PARYOL ELECTRA 7426 Natural Ester from High-Oleic Sunflower (according to IEC 62770)
- PARYOL TRAS 24 Synthetic Ester (according to IEC 61099)
- PARYOL AGRILEC 6312 Blended Ester (according to IEC 63012)



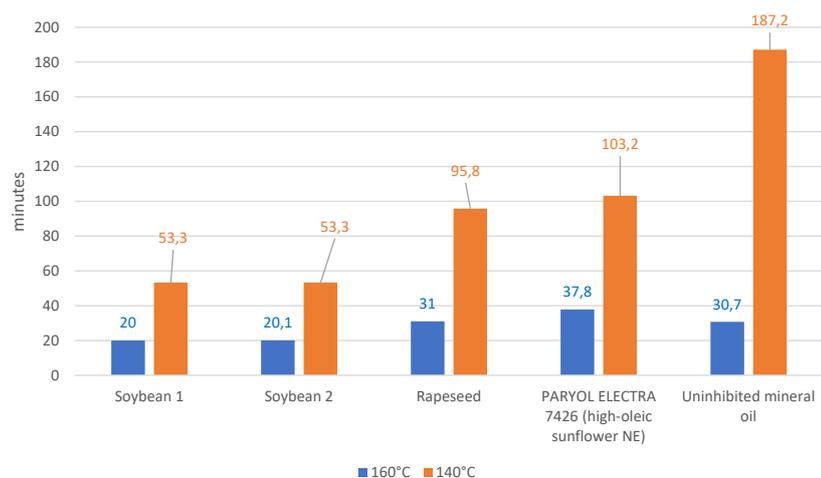
APG presentation



Chemistry of esters - Oxidation Stability, by Rapid-Oxy (similar to ASTM D2112)



Rapid-Oxy apparatus
Stop criterion: O₂ pressure < 10%

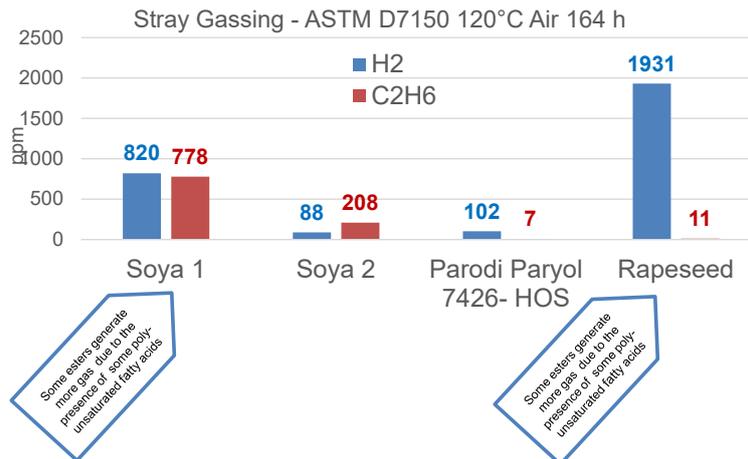


APG presentation

Chemistry of esters - Stray Gassing, according to ASTM D7150 Air 164 h



Thermal “stray gassing” is the formation of gases from insulating liquids heated at relatively low temperature (90-200°C), without electrical field influence.



APG presentation

Gas Formation Mechanisms

Transformer stresses:

1. Electrical
2. Thermal
3. Chemical (oxygen, water, catalysis by copper, etc.)

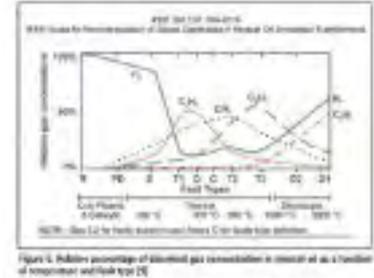
Liquid and solid degradation patterns:

- Hydrolysis: reaction with water, low activation energy, happen at low temperature (up 120°C). Generate polar by products
- Oxidation: reaction with oxygen, generate polar by products
- Pyrolysis: promoted by heat, higher activation energy. Generate gases: hydrogen, hydrocarbons and carbon oxides.

6

DISSOLVED GAS ANALYSIS (DGA)

Gas	Formula	Source	Ostwald's Constant of mineral oil		Ostwald's Constant of SE
			@ 20 °C	@ 50 °C	@ 25 °C
Nitrogen	N ₂	atmosphere	0.09	0.09	0.12
Oxygen	O ₂	atmosphere	0.17	0.17	0.11
Carbon Monoxide	CO	cellulose/oil	0.12	0.12	0.25
Carbon Dioxide	CO ₂	cellulose/oil	1.08	1.00	1.32
Hydrogen	H ₂	oil	0.05	0.05	0.15
Methane	CH ₄	oil	0.43	0.40	0.46
Ethane	C ₂ H ₆	oil	2.40	1.80	1.50
Ethylene	C ₂ H ₄	oil	1.70	1.40	1.31
Acetylene	C ₂ H ₂	oil	1.20	0.90	2.11



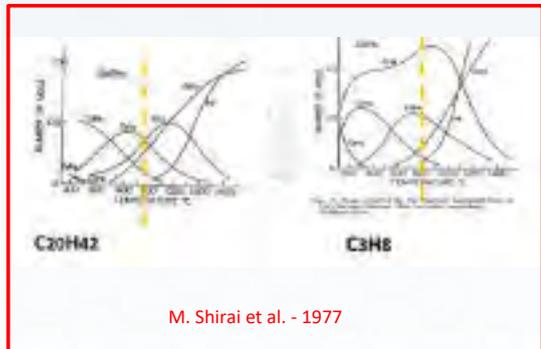
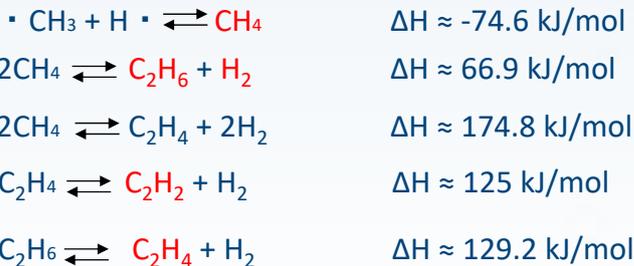
7

Mineral Oils Gas Formation Mechanisms

Radical formation (primary reaction)



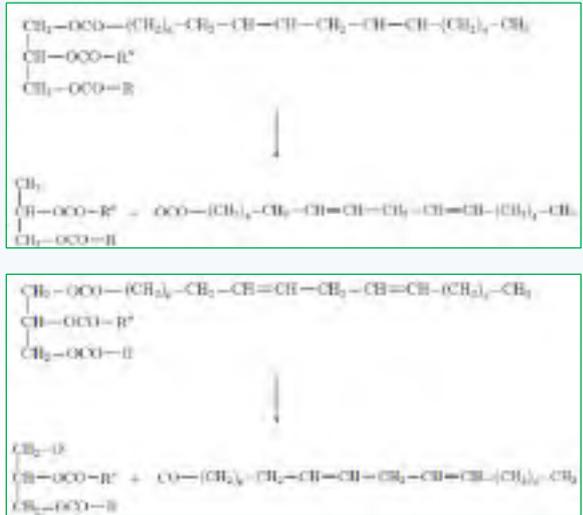
Recombination (secondary reaction)



8

Esters Gas Formation Mechanisms

linoleic acid (C₁₈H₃₂O₂, aka C_{18:2})



$$C_{17}H_{32}COO \longrightarrow CO_2 + CH_2-(CH_2)_7-CH=CH-CH_2-CH=CH-(CH_2)_7-CH_3 \quad \Delta H = -419 \text{ kJ/mol}$$

$$C_{17}H_{32}COO \longrightarrow CO + CH_3O-(CH_2)_7-CH=CH-CH_2-CH=CH-(CH_2)_7-CH_3 \quad \Delta H = +471.3 \text{ kJ/mol}$$

$$C_{17}H_{32}COO \longrightarrow -OCO-(CH_2)_7-CH_3 + CH_2-CH=CH-CH_2-CH=CH-(CH_2)_7-CH_3 \quad \Delta H = +370.7 \text{ kJ/mol}$$

$$C_{17}H_{32} + H \cdot \longrightarrow C_{17}H_{32} \quad \Delta H = -414.2 \text{ kJ/mol}$$

$$C_{17}H_{32} \longrightarrow C_{11}H_{22} + 3C_2H_4 \quad \Delta H = +250.8 \text{ kJ/mol}$$

$$C_{17}H_{34} \longrightarrow C_{16}H_{34} + CH_4 \quad \Delta H = +65.2 \text{ kJ/mol}$$

$$C_{17}H_{32} \longrightarrow C_{15}H_{28} + C_2H_4 \quad \Delta H = +102.4 \text{ kJ/mol}$$

$$C_{17}H_{32} \longrightarrow C_{13}H_{28} + C_2H_4 \quad \Delta H = +113.2 \text{ kJ/mol}$$

$$C_{17}H_{32} \longrightarrow C_{17}H_{30} + H_2 \quad \Delta H = +152.7 \text{ kJ/mol}$$

$$C_2H_4 \longrightarrow C_2H_2 + 2H \cdot \quad \Delta H = +467.4 \text{ kJ/mol}$$

$$C_2H_4 + 2H \cdot \longrightarrow C_2H_6 \quad \Delta H = -103.5 \text{ kJ/mol}$$

DGA Interpretation

Every single gas and its relationship with the other gases should be taken in account.

Specific Guidelines were developed and published:

- IEC 60599 (MO), xxxxx (ester, in progress)
- IEEE Std C57.104 (MO), Std C57.155 (esters), Std C57.146 (silicone)






Faults or Gas Signature?

Classified as:

Partial discharges

Electrical defects

- Low energy density (sparking)
- High energy density (arcing)

Thermal defects

- Local overheating at low temperature
- Local overheating at medium temperature
- Local overheating at high temperature



11

Interpretation Schemes

Key gas: Dickinson, Potthoff, LCIE

Ratios: Doernenburg, Rogers, MSS, ETRA, IEC 60599, IEEE Std C57.104

Graphical: Shank, tri-linear, Duval, Mansur, Okubo & Tsukioka, heptagon.

Thermodynamic: Halstead, NEI

12

Interpretation Schemes

Key gases:

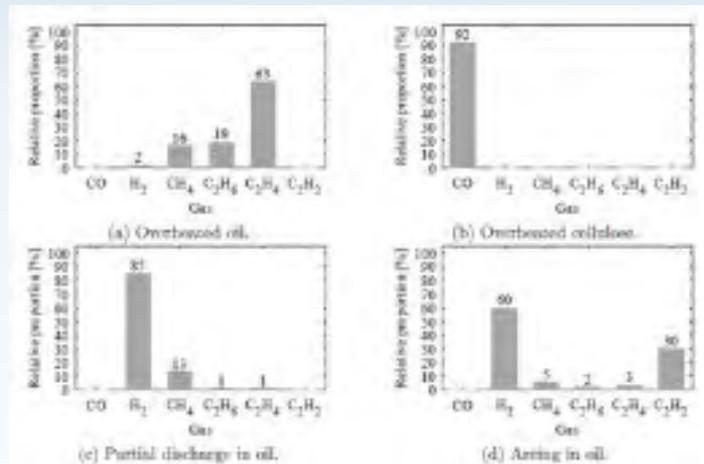
Hydrogen ⇒ Partial discharge (PD)

Hydrogen & Hydrocarbons ⇒ Overheating (in oil)

Acetylene ⇒ Arcing

Carbon Oxide ⇒ Overheating (in paper)

Remark: these gases are always present



Aer Gas	Fault type	Typical properties of generated combustible gas
Diethylene (C ₂ H ₄)	Thermal (normal oil)	Predominantly Diethylene with smaller proportions of Ethane, Methane, and Hydrogen. Traces of Acetylene at very high fault temperatures.
Carbon Monoxide (CO)	Thermal (normal oil and cellulose)	Predominantly Carbon Monoxide with much smaller quantities of Hydrocarbon Gases. Predominantly Ethylene with smaller proportions of Ethane, Methane, and Hydrogen.
Hydrogen (H ₂)	Electrical low energy (partial discharge / PD)	Predominantly Hydrogen with small quantities of Ethane and traces of Diethylene and Acetylene.
Ethylene and Acetylene (C ₂ H ₂ & C ₂ H ₄)	Electrical high energy (arcing)	Predominantly Hydrogen and Acetylene with minor traces of Methane, Ethylene and Ethane. Also, Carbon Monoxide if cellulose is involved.

13

Graphic criteria

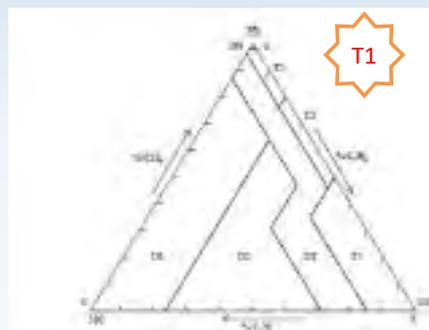
Duval's Triangles for MO

PD: partial discharges

T1: thermal <300°C
T2: thermal 300 – 700°C
T3: thermal >700°C

D1: low energy discharges
D2: high energy discharges

DT: thermal & electric fault (mix)
O: overheating
C: carbonization in paper
ND: unknow
S: stray gassing

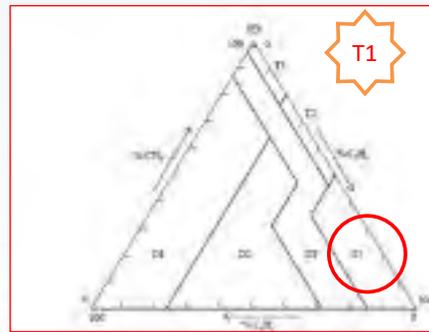
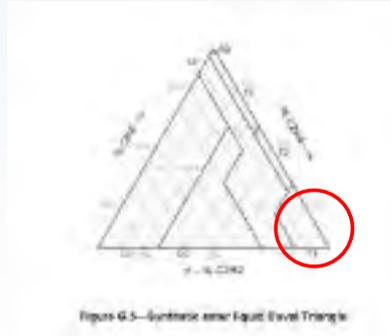
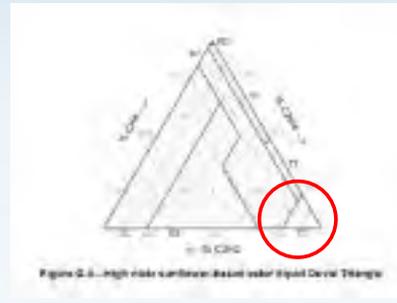


14

Graphic criteria

Duval's Triangles for Natural and Synthetic Esters

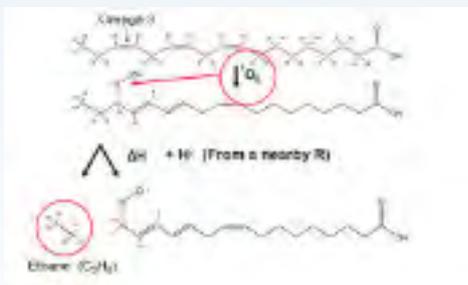
- PD: partial discharges
- T1: thermal <300°C
- T2: thermal 300 – 700°C
- T3: thermal >700°C
- D1: low energy discharges
- D2: high energy discharges
- DT: thermal & electric fault (mix)
- O: overheating
- C: carbonization in paper
- ND: unknown
- S: stray gassing



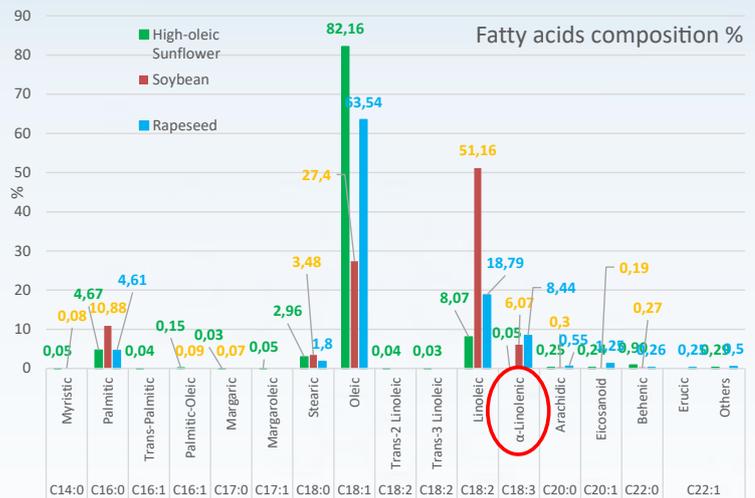
15

Justification of C₂H₆ generation in NE

Formation of Ethane from Linolenic Acid



TJ|H2b paper presented at 2016 IEEE ELECTRICAL INSULATION CONFERENCE (EIC)

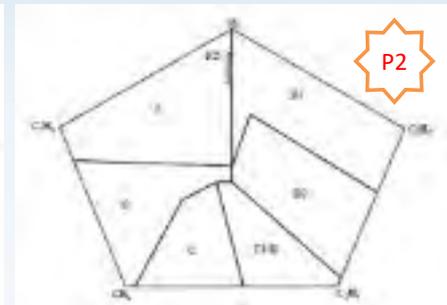


16

Graphic criteria

Duval's Pentagons for MO

- S: stray gassing of mineral oil
- PD: partial discharges (corona)
- D1: low energy discharges
- D2: high energy discharges
- T1: thermal <300°C
- T2: thermal 300 – 700°C
- T3: thermal >700°C
- O: overheating
- C: carbonization in paper

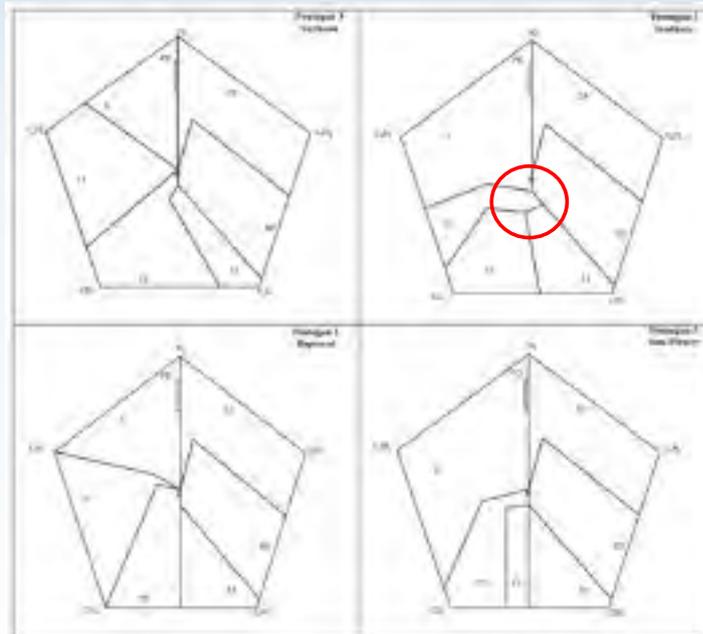


17

Graphic criteria

Duval's Pentagons for for Natural and Synthetic Esters

- S: stray gassing of mineral oil
- PD: partial discharges (corona)
- D1: low energy discharges
- D2: high energy discharges
- T1: thermal <300°C
- T2: thermal 300 – 700°C
- T3: thermal >700°C

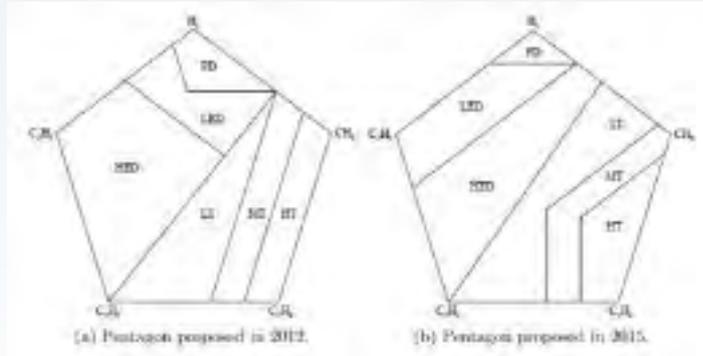


18

Graphic criteria

Mansour's pentagon

- PD: partial discharges (corona)
- LED: low energy discharges
- HED: high energy discharges
- LT: thermal <300°C
- MT: thermal 300 – 700°C
- HT: thermal >700°C

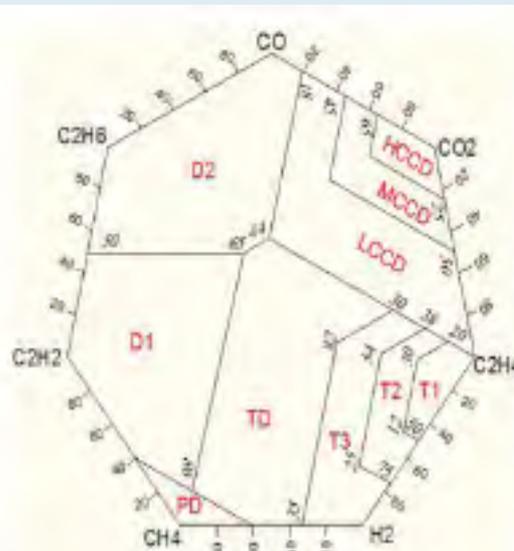


19

Graphic criteria

Egyptian (Gouda, El-Hoshy, El-Tamaly) Heptagon for MO

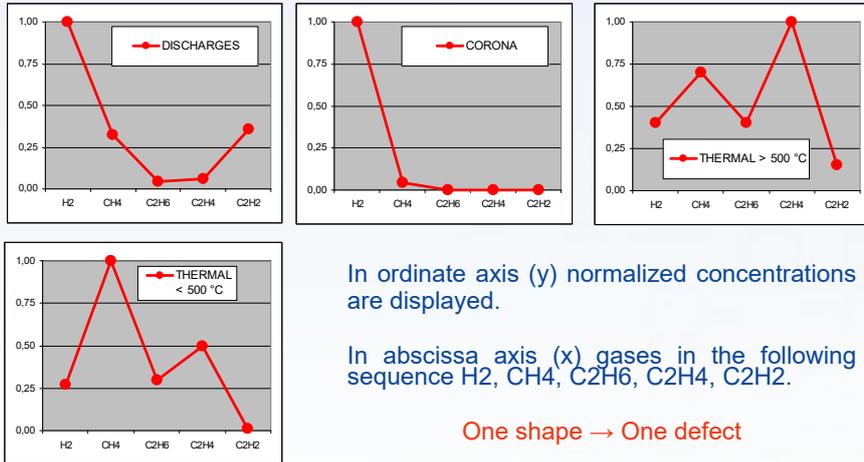
- PD: partial discharges (corona)
- D1: low energy discharges
- D2: high energy discharges
- T1: thermal <300°C
- T2: thermal 300 – 700°C
- T3: thermal >700°C
- TD: thermal and electrical fault
- HCCD: high concentration of cellulose degradation
- MCCD: medium concentration of cellulose degradation
- LCCD: low concentration of cellulose degradation



20

Graphic criteria

Okubo and Tsukioka



21

Criteria based on gas ratio

$$\frac{CH_4}{H_2} \quad \text{PD assessment;}$$

$$\frac{CO_2}{CO} \quad \text{Cellulose overheating;}$$

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad \text{Arcing;}$$

$$\frac{C_2H_2}{H_2} \quad \text{Oil contamination from diverter switch of LTC;}$$

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_6} \quad \text{Discharges of high intensity;}$$

$$\frac{N_2}{O_2} \quad \text{Consumption of oxygen; sealing;}$$

$$\frac{C_2H_4}{C_2H_6} \quad \text{Local overheating (hot spots);}$$

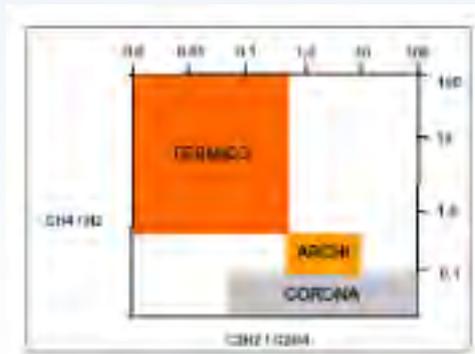
Empirical equation used for estimating hot spot temperature

$$\text{Hot spot (}^\circ\text{C)} = 322 \log (C_2H_4/C_2H_6) + 525.$$

22

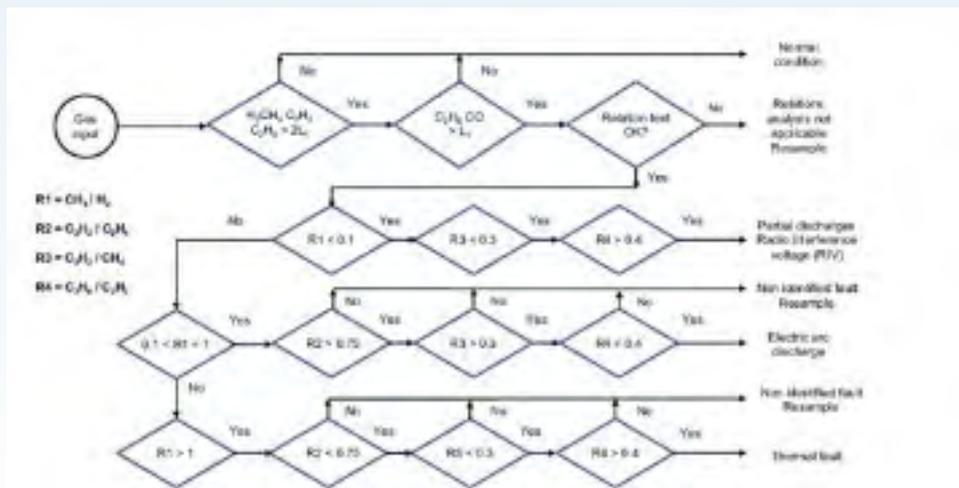
Doernenburg ratios

In 1967 Doernenburg (Brown-Boveri) proposed the first criteria based on gas ratio



23

Doernenburg ratios



24

Rogers ratios

At the end of 70's Rogers (CEGB-UK) considered 4 gas ratios, and the values of the ratios are considered to fall into only 2 classes (0 if the ratio <1, and 1 if the ratio >1).

There are consequently 16 possible combinations of which nine are associated with specific fault types (gas signature).

It is still today, also with Doernenburg ratio, used in IEC 60599 and IEEE Std C57.104.

25

Rogers ratios

CH ₄ / H ₂	C ₂ H ₆ / CH ₄	C ₂ H ₄ / C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ / C ₂ H ₄	Diagnosis
0	0	0	0	Only if CH ₄ / H ₂ = 0.1 PD, otherwise OK
0	0	0	1	Flash-over
0	0	1	0	Conductor overheating
0	0	1	1	Arc with power – persistent sparking
0	1	0	0	Overheating 250 + 300°C
0	1	0	1	Tap changer, selector
0	1	1	0	---
0	1	1	1	---
1	0	0	0	Overheating < 150°C
1	0	1	0	---
1	0	1	1	Circulating current - bad contacts
1	0	1	1	---
1	1	0	0	Overheating 200 + 300°C
1	1	0	1	---
1	1	1	0	---
1	1	1	1	---

26

MSS (Müller, Schliesing, Soldner) ratios

Based on 5 ratios:

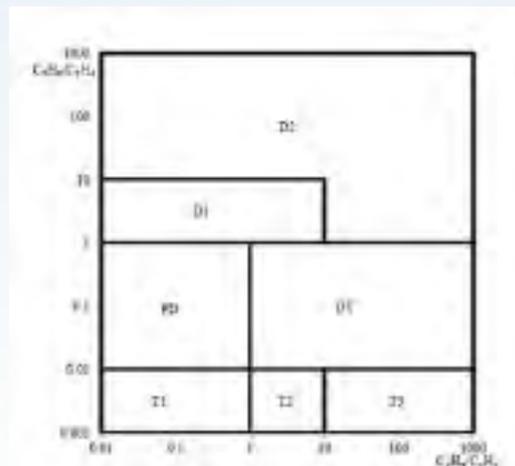
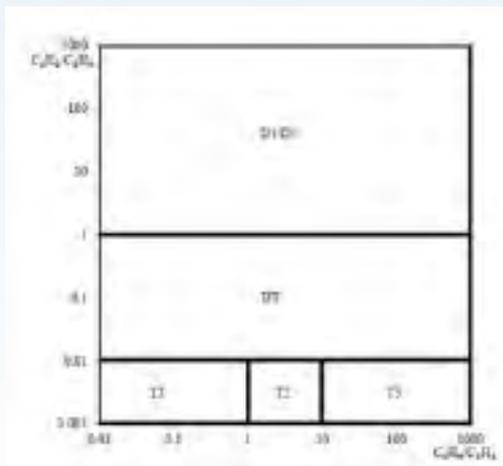
- C_2H_2/C_2H_6
- H_2/CH_4
- C_2H_4/C_2H_6
- C_2H_4/C_2H_2
- CO_2/CO

Ratio ranges	Ratio numbers				
	C_2H_2/C_2H_6	H_2/C_2H_4	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_4/C_2H_2	CO_2/CO
<0.1	0	0	0	0	1
0.1 to <1.0	1	0	0	1	1
1.0 to <10	1	1	1	2	1
10 to <100	2	2	1	3	0
≥100	2	3	1	3	2
Diagnosis	Number sequences				
Normal aging of insulation	0	0	0	0	0
Discharge of high energy	2	1	1	2,3	1
Discharge of low energy	2	2	1	2,3	1
Partial discharge with high energy	1	2	0	0,1	0
Partial discharge with low energy	0	3	0	0,1	0
Local overheating up to 200°C	0	0	0	1	2
Local overheating from 200 to 1000°C	0	0	1	2	2
Local overheating over 1000°C	1	0	1	2,3	2
Local overheating and discharge	1	1	1	2	2
Local overheating and partial discharge	0	3	1	2	2

Note: 0,1,2 no indicative

27

ETRA (Electric Technology Research Association of Japan)



28

Russian Standard

Table 2.10: DGA interpretation by Russian Std RD 153-34.0-46.302-00.

Suggested fault	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
	Unit normal	0.1 - 1	<0.1
Partial discharges with low energy density	<0.1	<0.1	≤1
Partial discharges with high energy density	<0.1	0.1 - 3	<1
Discharges of low power	0.1 - 1	>0.1	1 - 3
Discharges of high power	0.1 - 1	0.1 - 3	≥3
Thermal fault, T < 150 °C	0.1 - 1	<0.1	1 - 3
Thermal fault, 150 °C < T < 300 °C	≥1	<0.1	<1
Thermal fault, 300 °C < T < 700 °C	≥1	<0.1	1 - 3
Thermal fault, T > 700 °C	≥1	<0.1	≥3

29

Guide IEEE Std C57.104

Developed in 1978 in USA by ANSI and IEEE and revisited in 1991, 2008 and 2019.

4 level conditions to classify the transformers risk, depending by TDGC and gas concentrations:

- Condition 1: satisfactory condition, if any individual gas exceed the level should prompt additional investigations.
- Condition 2: abnormal situation, if any individual gas exceed the level should prompt additional investigations. Evaluate trend.
- Condition 3: high decomposition condition, if any individual gas exceed the level should prompt additional investigations. Immediate action for evaluate trend. Fault(s) probably present.
- Condition 4: excessive decomposition condition. Continued operation could result in failure.

30

Guide IEEE Std C57.104

Dissolved gas in ppm								
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	Σ combustible gas (TDCG)
1	100	120	1	50	65	300	2500	720
2	101- 700	121-400	2-9	51-190	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
3	701-1800	401-1000	10-35	201-600	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	> 1800	> 1000	> 35	> 200	> 150	> 1400	> 10000	> 4630

Total Dissolved Combustible Gases = TDCG = hydrogen + methane + acetylene + ethylene + ethane + carbon oxide

H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	CONDITION
50	100	15	3	6	100	2000	3

Guide IEEE Std C57.104

Condition	TDCG (ppm)	TDCG rate (ppm/day)	Sampling frequency	Action
4	> 4630	> 30	daily	Consider removal from service Advise manufacturer
		10 – 30	daily	
		< 10	weekly	Exercise with extreme caution
3	1921-4630	> 30	weekly	Analyze for individual gases Determine load dependence Plan outage
		10 – 30	weekly	
		< 10	monthly	
2	721-1920	> 30	monthly	Exercise with caution Analyze for individual gases Determine load dependence
		10 – 30	monthly	
		< 10	quarterly	
1	720	> 30	monthly	Regular
		10 – 30	quarterly	
		< 10	annual	

Guide IEEE Std C57.104 - 2019

Table 1—90th percentile gas concentrations as a function of O₂/N₂ ratio and age in years (ppm)

Gas	O ₂ /N ₂ Ratio 0.1				O ₂ /N ₂ Ratio 0.2			
	Transformer Age in Years				Transformer Age in Years			
	Class 1	1-5	10-15	>20	Class 1	1-5	10-15	>20
Hydrogen (H ₂)	20	20	20	20	40	40	40	40
Methane (CH ₄)	10	11	12	13	20	22	24	26
Ethane (C ₂ H ₆)	50	55	60	65	100	110	120	130
Acetylene (C ₂ H ₂)	10	11	12	13	20	22	24	26
Acetylene (C ₂ H ₂)	1	1	1	1	1	1	1	1
Carbon monoxide (CO)	100	100	100	100	100	100	100	100
Carbon dioxide (CO ₂)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

NOTE—During the life cycle, it was determined that voltage class, TDCG, and classes of record all do not affect these values in significant way to the determination of these parameters (Table 1).

Table 2—95th percentile gas concentrations as a function of O₂/N₂ ratio and age in years (ppm)

Gas	O ₂ /N ₂ Ratio 0.1				O ₂ /N ₂ Ratio 0.2			
	Transformer Age in Years				Transformer Age in Years			
	Class 1	1-5	10-15	>20	Class 1	1-5	10-15	>20
Hydrogen (H ₂)	20	20	20	20	40	40	40	40
Methane (CH ₄)	12	13	14	15	24	26	28	30
Ethane (C ₂ H ₆)	60	66	72	78	120	132	144	156
Acetylene (C ₂ H ₂)	12	13	14	15	24	26	28	30
Acetylene (C ₂ H ₂)	1	1	1	1	1	1	1	1
Carbon monoxide (CO)	100	100	100	100	100	100	100	100
Carbon dioxide (CO ₂)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

NOTE—During the life cycle, it was determined that voltage class, TDCG, and classes of record all do not affect these values in significant way to the determination of these parameters (Table 1).

MODIFICATIONS:

- Reduction of Table 1 from four **conditions** to three DGA **status** based on 90th and 95th percentile values
- TDCG withdrawn
- O₂/N₂ discrimination
- Classes of age

Guide IEC 60599

Published in 1978 as 599, it uses 3 gases ratio (C₂H₂/C₂H₄, CH₄/H₂ e C₂H₄/C₂H₆) with a 3 digit code in range 0÷2 (ex. 102 means: low energy discharge).

In 1999 it was fully revisited (now 60599), 3-digit codes were replaced by numerical values of ratios. Typical values and alarm values were included.

Code	Typical fault	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
PD	Partial discharge	Non significant	< 0.1	< 0.2
D1	Low energy discharges	> 1	0.1 – 0.5	> 1
D2	High energy discharges	0.6 – 2.5	0.1 – 1	> 2
T1	Thermal fault < 300°C	Non significant	> 1	< 1
T2	Thermal fault 300 – 700 °C	< 0.1	> 1	1 – 4
T3	Thermal fault > 700°C	< 0.2	> 1	> 4



TLM 2024

Guide IEC 60599

Typical values 90%

	DGA in ppm (v)						
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
TR without OLTC	60-150	540-900	5100-13000	40-110	50-90	60-280	3-50
TR with OLTC	75-150	400-850	5300-12000	35-130	50-70	110-250	80-270
Furnace TR	200	800	6000	150	150	200	---
Distribution TR	100	200	5000	50	50	50	5
Bushings	140	1000	400	40	70	30	2
TV	70-1000	---	---	---	---	20-30	4-16
TA	6-300	250-1100	800-4000	11-120	7-130	3-40	1-5
Cables	150-500	40-100	220-500	5-30	10-25	3-20	2-10

35

Guide IEC 60599

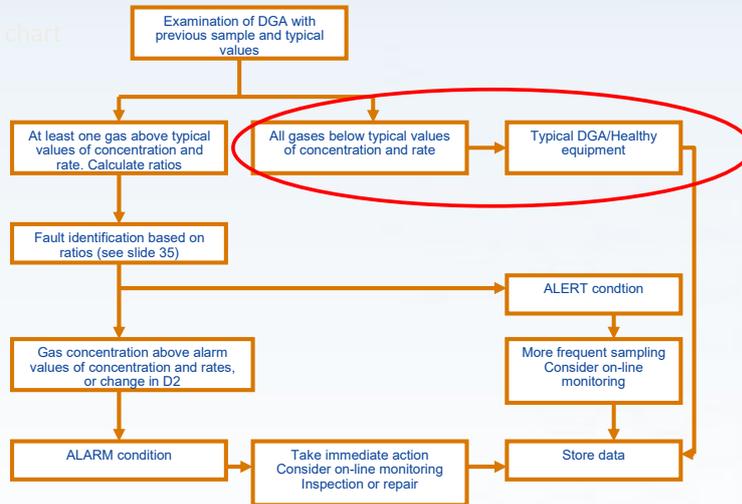
Additionally, other ratios are proposed:

- CO₂/CO ratio for solid insulation evaluation (range 7±4)
- O₂/N₂ ratio for atmospheric system evaluation (membrane rupture). Low ratios related to excessive oxygen consumption and consequent degradation of solid insulation.
- C₂H₂/H₂ ratio; values > 2 ÷ 3 are considered as an indicator of OLTC trans-contamination.

36

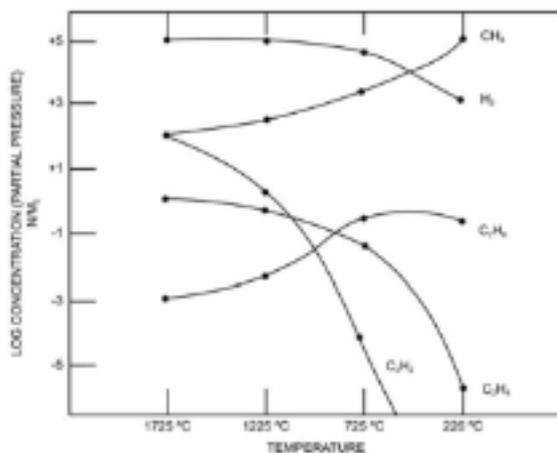
Guide IEC 60599

Flow chart



37

Thermodynamic models



Halstead's thermodynamic equilibrium model

Gas		Enthalpy (kJ/mol)
Methane	(CH ₄)	77.7
Ethane	(C ₂ H ₆)	93.5
Ethylene	(C ₂ H ₄)	104.1
Hydrogen	(H ₂)	128.5
Acetylene	(C ₂ H ₂)	278.3

$$NEI_{oil} = \frac{77.7CH_4 + 93.5C_2H_6 + 104.1C_2H_4 + 278.3C_2H_2}{22400}$$

$$NEI_{paper} = \frac{101.6CO + 30.2CO_2}{22100}$$

NEI (Normalized Energy Intensity) formulas, by Jakob and Dukarm.

The units of NEI are kilojoules per kiloliter (kJ/KL).

38

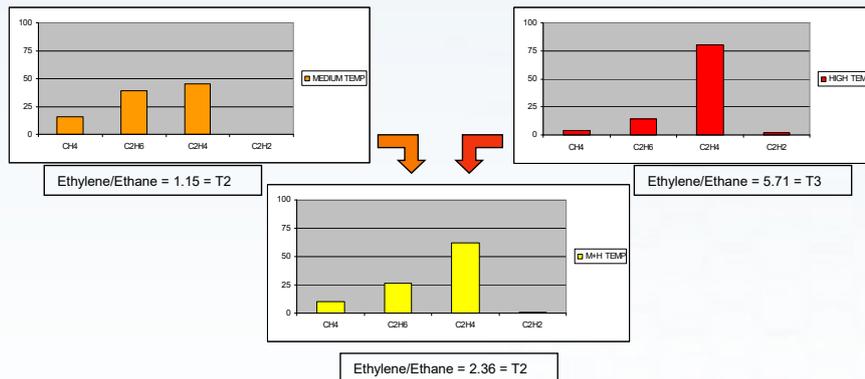
Warnings

They are usually not conflicting.

They can be used together, for diagnostic fine tuning.

No one is able to classify all the potential gas compositions.

Interpretation is hard for evolving faults or contemporaneous faults.



39

Warnings

Create a baseline.

DGA's guidelines should be used by expert and skilled technicians.

Presence and type of gas depends by:

- Equipment type (location, transformer type, etc.)
- Liquid type (nature, saturation and solubility)
- Preservation system (open, close, sealed) and circulating system (natural, forced, driven)
- Fault temperature
- Solid materials in contact with oil (Kraft or upgraded paper, Nomex, etc.)
- Sampling (syringes, etc.) and measuring techniques (extraction, detectors).

Must be used only if gas concentrations are notably greater than detection limits.

... interpretation of their significance is, at this time, not a science but an art subject to variability

(from IEEE Std C57.104-2008, page 1)

40

Tricky case

1

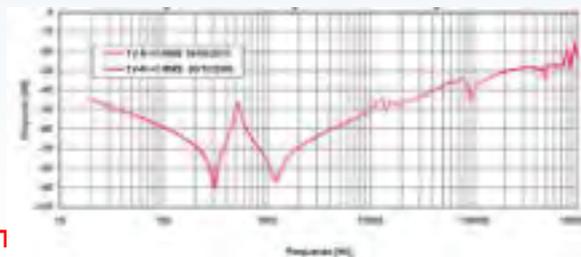
H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
2159	6935	193	3870	9448	1395	114	0,01	3,21	6,77

Values in ppm

2

H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	C2H2/C2H4	CH4/H2	C2H4/C2H6
23	11	208	2578	3	10	0	0,00	0,48	0,30

Two sister units. Which one is in worst status?



1

ing

41

Thank you for the attention



fscatiggio@fratelliparodi.it

Referenten

Lorenzo Martinel

Hitachi Energy

Ausbildung:

- Maschinen Mechaniker

Studium:

- Aviatik Swissair Techniker Schule in Zürich (Fachrichtung: Triebwerk und Struktur)
- Nachdiplom Studium Betriebswirtschaft und Marketing an der Kader Schule St. Gallen
- EMBA Business Engineering an der FH Zürich

Tätig in der Fa. Hitachi Energy Ltd. (bzw. frühere ABB / MICAFIL):

- 2010 - 2014 : 4 Jahre technischer Verkaufssupport für MICAFIL Durchführungen
- 2015 - 2023 11 Jahre Leiter Service, zuständig für die: ...
 - Analyse von in Betrieb ausgefallenen Durchführungen
 - Auswertung der Messresultate von im Feld gemessenen Durchführungen
- 2023- heute Global Technical Marketing Manager
 - Unterstützung / Erstellung der Durchführungs-Spezifikationen für Netzbetreiber



Notizen:



Die Zukunft der Transformator Durchführung

RIS-Technologie

Erstellt durch: Lorenzo Martinel, Jens Rocks and Roger Hedlund

2024-09-16 © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



Inhalt

1. Funktion einer Transformator Durchführung
2. Technologien (OIP-RIP-RIS)
3. RIS-Technologie
4. Aufbau, Tests sowie Testresultate
5. Alterungsverhalten
6. Messmethode für die Zustandsbewertung: Kapazität, Verlustfaktor ($\tan \delta$) sowie Teilentladung
7. Fragen & Antworten

2 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.



Die Hauptkomponenten und Funktion einer Durchführung

HITACHI
Inspire the Next



Sichere Übertragung von Strom und Spannung durch die Trafowand an die Wicklungen.

1. Leiter aus Kupfer / Aluminium
2. Isolierkörper mit kapazitiver Feldsteuerung
3. Aluminium Flansch als Befestigungselement
4. Außen Isolation aus Silikon oder Porzellan



3 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

Funktion einer Transformator Durchführung

HITACHI
Inspire the Next

GSU (Generator Step Up) - Transformator



Symbolbild- Transformator



4 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

HITACHI
Inspire the Next

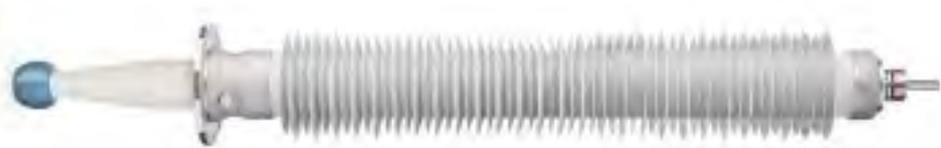
Technologien (OIP-RIP-RIS)

Oil Impregnated Paper (OIP)	Resin Impregnated Paper (RIP)	Resin Impregnated Synthetic (RIS)
1kV – 1200kV	24kV – 800kV	52kV- 550kV
Glattes Papier	Krepppapier	Synthetische Folie
		
Dielektrisches Öl	Kunstharz + Härter	Kunstharz + Härter
		
		

5 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved. 

HITACHI
Inspire the Next

RIS - EasyDry® 52–550 kV



Transformatordurchführungen

6 Public © 2024 Hitachi Energy. All rights reserved. 

RIS - EasyDry® Aufbau

HITACHI
Inspire the Next

**Kabelbolzen
(DL)**

Weit verbreitet und bietet große Anpassungsfähigkeit.
Bis zu 2000A

**Demontierbarer Leiterstab
(RR)**

Sehr einfache Montage und mehrere Auswahlmöglichkeiten für den unteren Verbindungstyp.
Höherer Strom bis zu 2500A

**Nicht demontierbarer Leiterstab
(FBC)**

Grosse Auswahl an demontierbaren Anschlussplatten (Anschlussfahnen, Prismen, ...).
Höhere Ströme bis 5000A

**Steckbarer Schnellanschluss
Pluggable Quick^{Connect}**

Zugstangensystem mit hoher Montage- und/oder Austauschfreundlichkeit.
Höhere Ströme bis 5000A

7 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

EasyDry® 245-550 kV Aufbau

HITACHI
Inspire the Next

DL (DL)

RR (RR)

FBC (FBC)

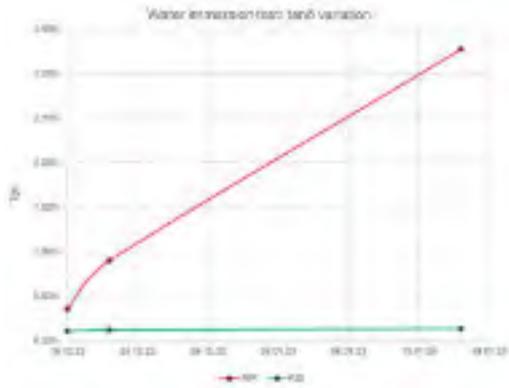
PQC (PQC)

8 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

RIS-Technologie: Feuchtigkeitsaufnahme test

HITACHI
Inspire the Next

Lagerung von Durchführungskörper in Wasser



RIS- und RIP-Testkörper ohne Isolation, vollumfänglich in Wasser eingetaucht.

Keine Feuchtigkeitsaufnahme des RIS-Körpers konnte festgestellt werden

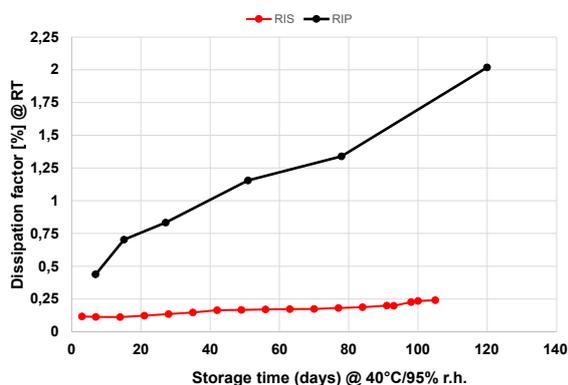
Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

RIS-Technologie: Feuchtigkeitsaufnahme test

HITACHI
Inspire the Next

Verlustfaktor (tan δ) in Funktion von Zeit, Temperatur und Feuchtigkeit @ 40°C / 95%



Synthetische Folie (RIS) absorbiert keine Feuchtigkeit und ist somit sicherer und zuverlässiger

Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Temperaturabhängiger Verlustfaktor (tan δ)

HITACHI
Inspire the Next

Verlustfaktor (tan δ) in Abhängigkeit der Temperatur

Temperature [°C]	RIP (Dissipation factor [%])	RIS (Dissipation factor [%])
20°C	~0,38	~0,15
90°C	~0,25	~0,12
100°C	~0,31	~0,20
110°C	~0,42	~0,35
120°C	~0,60	~0,45

RIS Technologie hat einen sehr geringen Verlustfaktor (tan δ)

11 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

RIS tan δ -Verhalten in Abhängigkeit der Temperatur

HITACHI
Inspire the Next

Temperatureinfluss auf den Verlustfaktor (tan δ)

-25°C +120°C Harzerweichung

Temperaturbereich für die Einsatzbedingungen der Durchführung

Tan δ -Kurve von RIP-Durchführungen im Vergleich zu RIS-Durchführungen

Das Verhalten von RIS und RIP tan δ in Abhängigkeit von der Temperatur ist ähnlich, die RIS-Werte sind jedoch immer niedriger als die RIP-Werte

12 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Lebensdauer Tests

HITACHI
Inspire the Next

- Untersuchung der Durchschlagsfestigkeit an einer Gruppe von Proben, um die Designbereichsgrenzen zu bestimmen und die gewünschte Lebensdauer von mindestens 30 Jahren zu gewährleisten
- Prüflinge, die das tatsächliche Durchführungsdesign widerspiegeln. Mit dem selben Produktionsprozess hergestellt wie normale Durchführungen, aber in unterschiedlichen Chargen (um Produktionsabweichungen zu berücksichtigen).
- Vergleich zwischen RIP- und RIS-Technologien.
- Jede Probengruppe wurde einer anderen Spannung ausgesetzt und die Zeitspanne bis zum Schichtdurchschlag des Folienpackets gemessen.
- Es wurde eine definierte Spannung angelegt, die Zeit bis zum Durchschlag erfasst und mit der RIP Technologie verglichen.



Vergleichsbeispiel RIP-RIS

Einer der Hauptfaktoren zur längeren Lebensdauer ist die gleichmäßigere elektrische Feldverteilung zwischen den Aluminiumfolien des Kondensatorkerns.



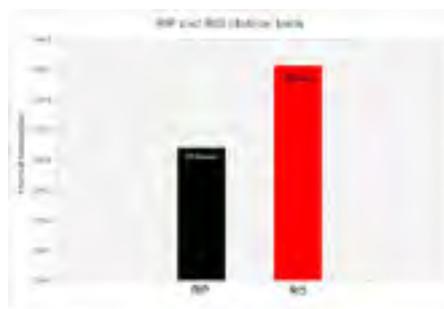
13 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

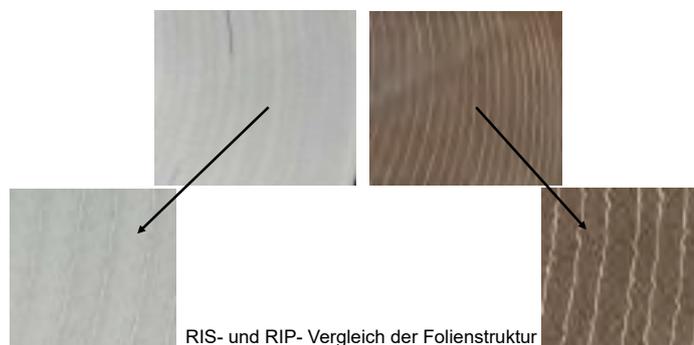
Alterungsverhalten RIP vs. RIS

HITACHI
Inspire the Next

RIS mit besserem Alterungsverhalten – bedingt durch die homogene / gleichmäßigere Folienstruktur



Durchschnittliche Betriebszeiten bis zum Schichtdurchschlag mit gleicher dielektrischer Belastung



RIS- und RIP- Vergleich der Folienstruktur

Höhere dielektrische Beständigkeit, somit längere Lebensdauer

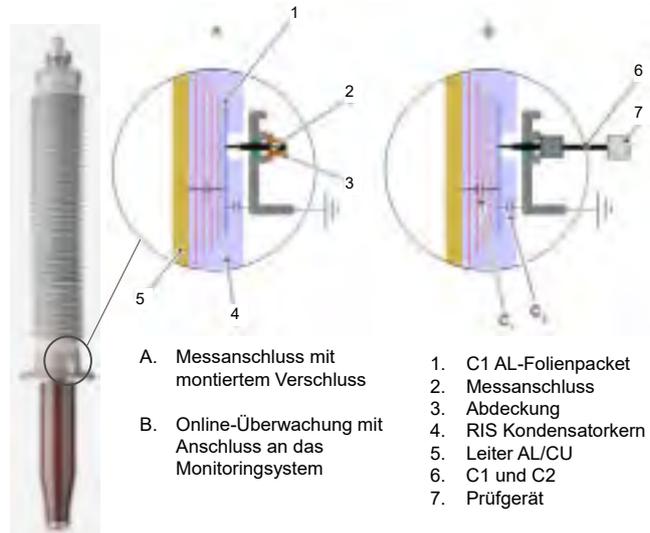
14 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Techniken zur Zustandsbewertung der Durchführungen

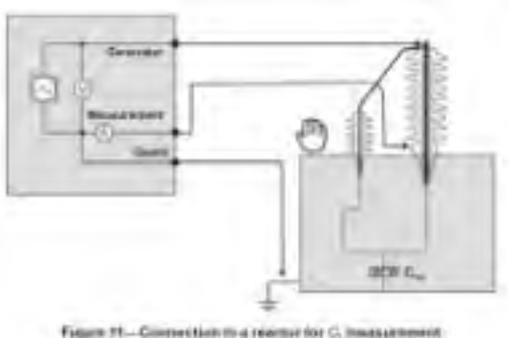
Messanschluss der Durchführungen

- Messung der Kapazität **C1** und **C2** vor und nach der Installation der Durchführung.
- Messung des Verlustfaktors **tan δ 1** und **tan δ 2** über C1 und C2 vor und nach der Installation der Durchführung.
- Diese Werte werden benötigt um:
 - ... die Aufnahme von Feuchtigkeit zu ermitteln (tanδ) (Bedingt durch Transport und Lagerung)
 - ... eine Referenzmessung für künftige Vergleiche zu haben.

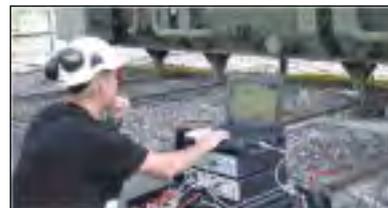


Techniken zur Zustandsbewertung der Durchführungen

Dielektrische Frequenzganganalyse (IEEE Guide for DFR Std. C57.200-2022)



Dielektrische Frequenzganganalyse (DFR)



- Das Niederfrequenzspektrum bietet eine hervorragende Validierung des Isolationsstatus.
- Das Hochfrequenzspektrum bietet eine gute Validierung von Kontaktproblemen.
- Die Interpretation der Ergebnisse erfordert Erfahrung.
- Richtlinien im IEEE Std. C57.200-2022 und mehrere CIGRE-Publikationen von Hitachi Energy.

Einführung in die Durchführungszustandsbewertung

HITACHI
Inspire the Next

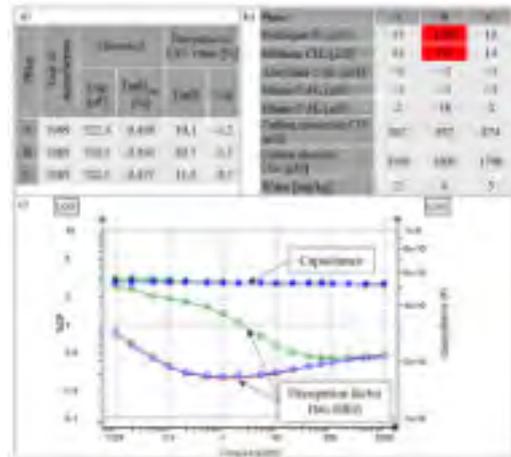
Beispiel Dielektrische Frequenzanalyse einer OIP Durchführung

Von einem 400-kV-Reaktor wurden drei Durchführungen aus dem Jahr 1989 geprüft.

	Phase A	Phase B	Phase C
Dispipation factor @10kV/50Hz	OK	Slightly high	OK
Capacitance @10kV/50Hz	OK	OK	OK
DFR @1000Hz	OK	Disabling	OK
Moisture in oil	OK	OK	OK
DGA	OK	OK	OK

Die Schlussfolgerung war eine Verschlechterung der Hauptisolierung (Isolierkörper).

Es wurde empfohlen, die Durchführung außer Betrieb zu nehmen und zu ersetzen.



CIGRE Generation of gases in oil-filled bushings

Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Einführung in die Durchführungszustandsbewertung

HITACHI
Inspire the Next

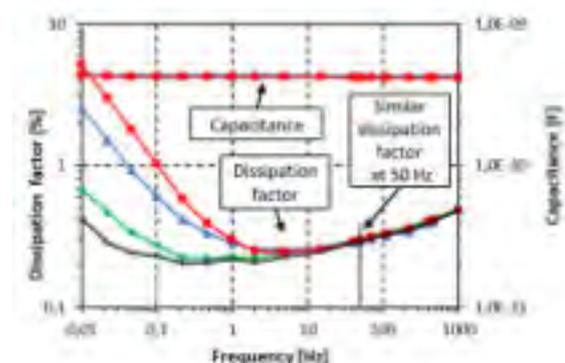
Beispiel Dielektrische Frequenzanalyse einer RIP Durchführung

Drei Ersatzdurchführungen, gleichen Typs, wurden unsachgemäß in sehr feuchter Umgebung gelagert.

- Kurve 1 (schwarz) : neue Durchführung
- Kurve 2 (grün) : mehrere Monate an Lager
- Kurve 3 (blau) : ca. 1 Jahr auf Lager
- Kurve 4 (rot) : seit mehreren Jahren an Lager

Wie man deutlich erkennt, wird der Beginn der Feuchtigkeitsaufnahme erst bei niedrigen Frequenzen sichtbar und nicht bei 50 Hz.

Es ist ersichtlich, dass im Tieffrequenzbereich (< 1Hz) Unterschiede der dielektrischen Eigenschaften festgestellt werden können.



CIGRE DFR Condition Assessment of Bushings in the field – Cigre GCC 2021-001

Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

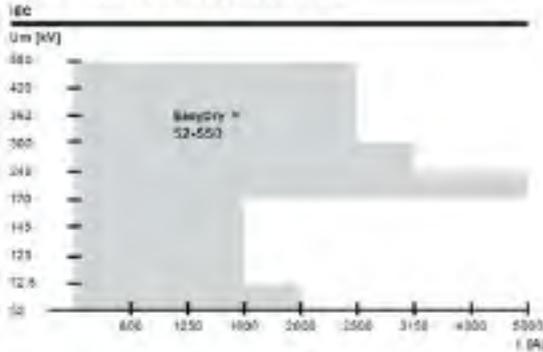
Hitachi Energy

Gängige Spannungsreihen von RIS-Durchführungen

HITACHI
Inspire the Next

IEC 60137: 2017

Dry - Resin Impregnated Synthetic (RIS)



Nennspannungen von 52-550kV

Anwendungen	Transformator Durchführungen
Technologie	RIS (Resin Impregnated Synthetics)
Umgebungstemperatur	-50°C bis +40°C
Installationshöhe	Bis 1000 über Meer (AMSL)
Verschmutzungsgrad	Sehr hoch, acc. IEC 60815 (31mm/kV)
Einbaulagen	Vertikal bis horizontal (52-245), Neigung zur Vertikalen, 30° (245-550)
Messanschluss	2kV
Leitertypen	Kabelbolzen, demontierbarer Leiterstab, teilbarer demontierbarer Leiterstab, Fixleiter, Quick Connect
Normen	IEC 60137, IEEE C57.19.00, C57.19.01 (dielektrisch)
Typenschild	Gemäß IEC/IEEE oder Kundenwunsch
Seismische Zertifizierung	IEEE-293 (2g; high performance level)

Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

RIS - EasyDry[®], die wichtigsten Punkte zusammengefasst

HITACHI
Inspire the Next



- 01.** Synthetischer, papierloser Isolationskörper ohne Feuchtigkeitsaufnahme.
- 02.** Isolationskörper muss für den Transport sowie für die Lagerung nicht speziell geschützt werden.
- 03.** Längere Lebensdauer der Durchführung kann erwartet werden, bedingt durch die robuste dielektrische Beständigkeit
- 04.** Sehr tiefer Verlustfaktor sowie teilentladungsfreie Durchführung tragen zu einer sicheren Betriebszuverlässigkeit bei

EasyDry[®] - die Zukunft der Transformator Durchführungen

Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

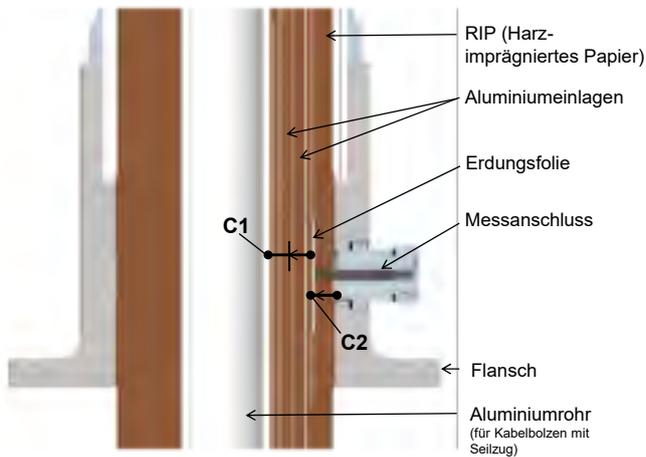
Hitachi Energy

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17. September 2024, Zeulenroda-Triebes

Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

HITACHI
Inspire the Next

Messung von Kapazität und Verlustfaktor (C, tand)



23 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

HITACHI
Inspire the Next

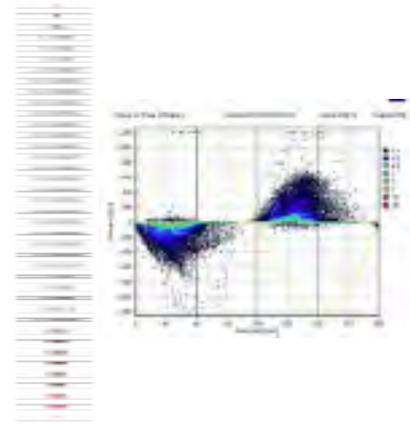
Was ist Teilentladung (TE)?

Teilentladung (TE) sind elektrische Entladungen und weisen auf ein sich verschlechterndes Isolationssystem hin, was zu sehr kostspieligen Reparaturen an Transformatoren führt und vorhersehbar zu einem elektrischen Ausfall von Hochspannungsgeräten führen kann.

Daher hat die TE **einen direkten Einfluss auf die Lebensdauer** der Durchführung

Eine der schwierigsten Aufgaben besteht darin, die PD-Daten zu interpretieren und die Zeit zu bestimmen, die ein Isolationssystem in Betrieb bleiben kann, bevor Schäden und kostspielige Ausfälle auftreten können.

Da es nicht möglich ist, den TE-Pegel vor Ort zu messen, wird die TE normalerweise nur einmal in der Lebensdauer der Durchführung gemessen. Den TE-Wert finden Sie im Routine-Testprotokoll jeder Kondensatordurchführung.



24 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

Wo kann in einer Durchführung Teilentladung (TE) auftreten?

TE-Aktivitäten können auftreten:

- Prüflabor (Hintergrundgeräusch)
- Während des Tests der Durchführung (Externe TE)
 - Luft im Test-Öl
 - Luftkissen am Flansch
 - Unzureichende Abschirmung (öl-seitig)
 - Position des Corona Ringes (luftseitig)
- Oberfläche der Durchführung (Externe TE)
 - äußerliche Verunreinigungen
- Im Isolierkörper (RIP/RIS) (Interne TE)

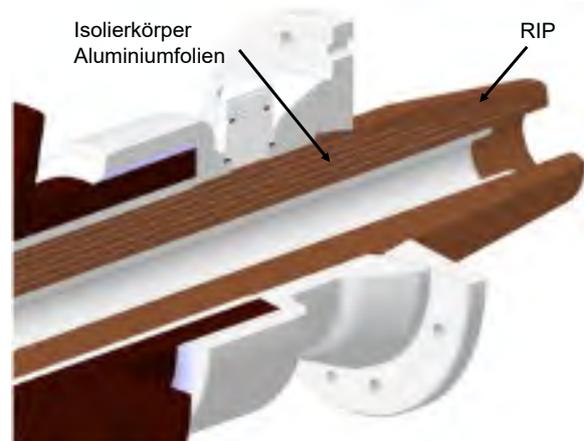
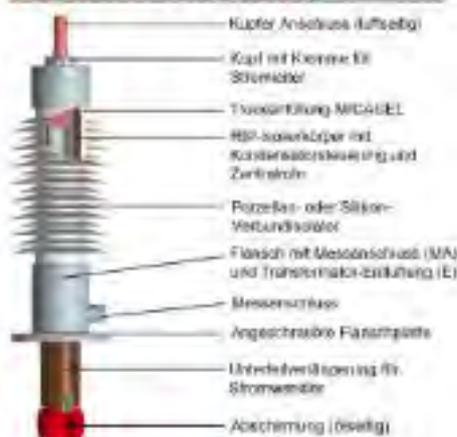
TE-Aktivitäten im Isolierkörper wirken sich direkt auf die Lebensdauer der Durchführung aus.



Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

Durchführungs-Komponenten

RIP Resin Impregnated Paper



Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

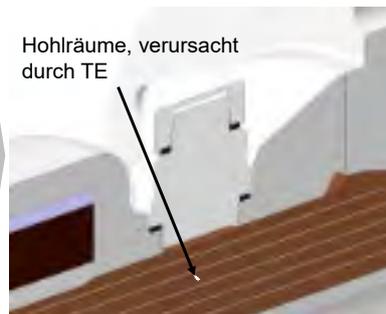
HITACHI
Inspire the Next

TE bewirkt eine schnellere Alterung der Durchführung

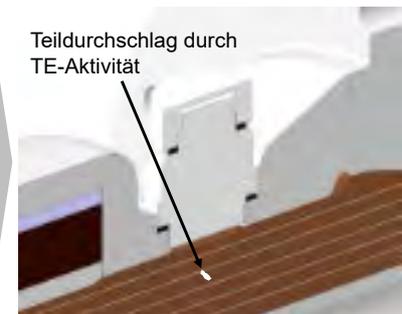
Nach der Produktion mit TE



Verschlechterung der Isolationseigenschaft durch TE



Kurzschluss zwischen zwei Folien des Kondensators



27 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

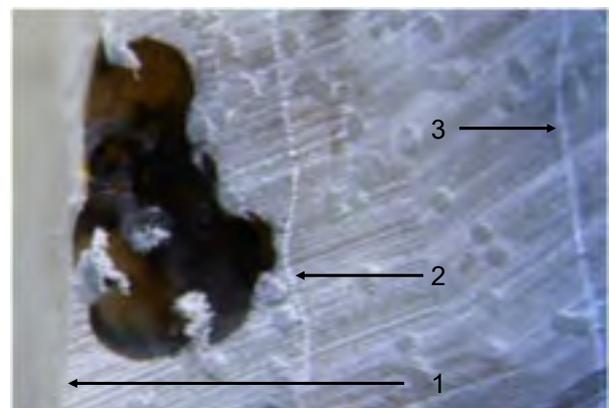
HITACHI
Inspire the Next

Durchführungs-Komponenten

Was ist passiert?

- Der Isolierkörper wurde mit Hohlräumen hergestellt
- Hohlräume können nur durch TE-Messung erkannt werden
- Das Potential der beiden Al-folien 1 und 2 ist unterschiedlich
- Nach einiger Zeit nimmt der Hohlraum aufgrund der TE-Aktivität (Funkenbildung freier Elektronen) zu
- Der Kurzschluss tritt zwischen den beiden Aluminiumfolien auf
- Die Kapazitätserhöhung erhöht die elektrische Spannungsverteilung auf die restlichen Teilkapazitäten
- Ein Ausfall der Durchführung kann auftreten

Teilausfall des Isolierkörpers, Al Folie 1 und Folie 2



28 Public
© 2024 Hitachi Energy. All rights reserved.

Hitachi Energy

Teilentladung (TE) in Bezug auf Durchführungen

Unterschied zwischen IEC 60137: 2017 und Hitachi Energy Standard

AirRIP RTKF 420-1675/1000 KSI

Technische Daten Technical Data	100 0000 1000	417 1000
Nennspannung (Nennwert) Nominal Voltage	420 kV	
Nennspannung (Nennwert) Nominal Voltage	362 kV	
Spannungswahlbereich Voltage Selection Range	100 - 1000 kV	
Spannungswahlbereich Voltage Selection Range	100 - 1000 kV	
Spannungswahlbereich Voltage Selection Range	100 - 1000 kV	
Spannungswahlbereich Voltage Selection Range	100 - 1000 kV	

IEC 60137 : 2017

Example RTKF 420-1675 / 1000 KSI

IEC 60137 : 2017

IEC 60137 : 2017

U ₁	1.31U ₁ / 2.73	1.04U ₁ / 2.09
10 pC	20 pC	5 pC
1.0 pC	2.0 pC	0.5 pC
Test voltage [kV]		
420	564	284

U₁ = phase to phase voltage U₂ = phase to earth voltage
 * Transformer bushing
 † Insulator bushing

Hitachi Energy Standard

Example RTKF 420-1675 / 1000 KSI

2 × U ₁ / √3
3 pC
Test Voltage [kV]
485

U₁ = phase to phase voltage U₂ = phase to earth voltage
 * Transformer bushing
 † Insulator bushing



TLM 2024

Megger[®]



Transformer Life Management Conference
September 2024 – Zeulenroda, Germany



**A broader view of the
dielectric condition of HV
bushings and transformers**

Dr. Diego Robalino, SMIEEE, PMP

Power Transformer
Global Industry Director
Megger Group

diego.robalino@megger.com

www.megger.com

17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Outline



Megger.

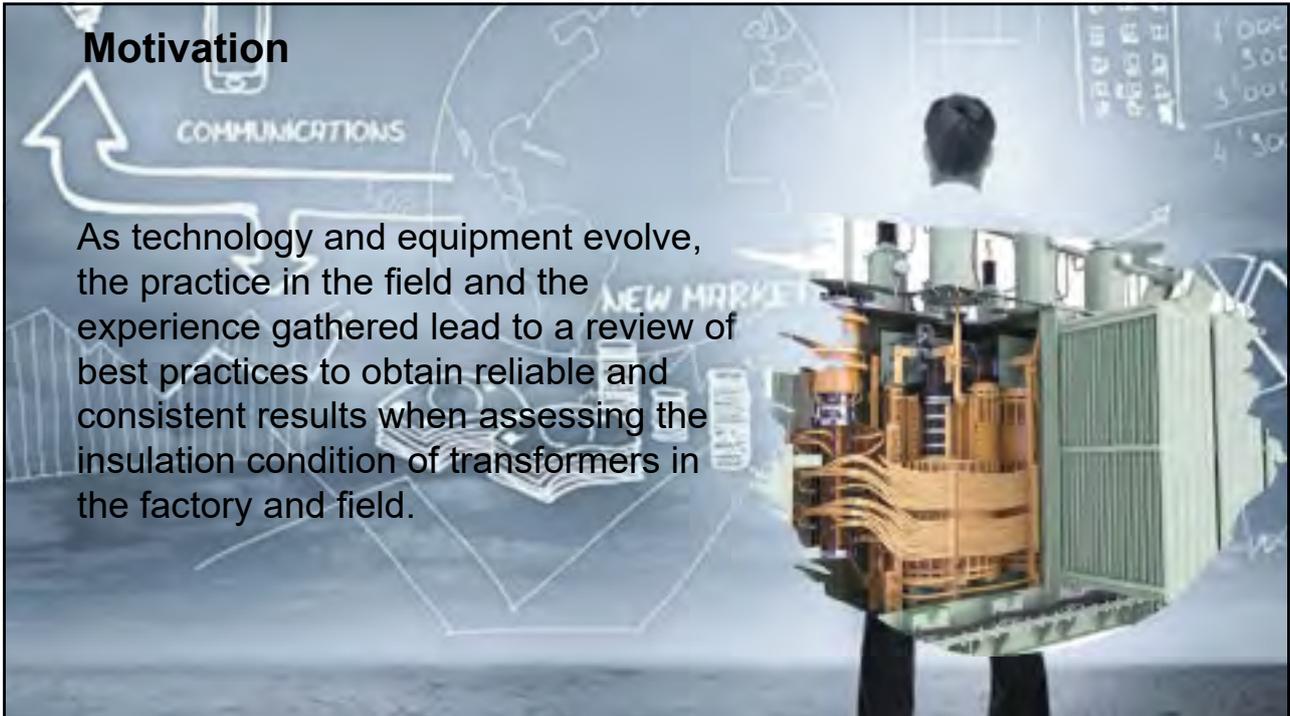


DFR on Power & Distribution Transformers

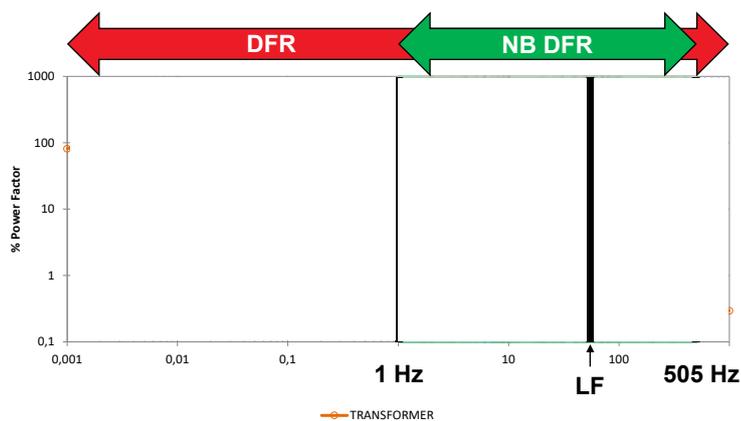
- ✓ Standardization
 - ✓ IEEE Std. C57.161 - 2018
- ✓ Transformer findings
 - ✓ Good or bad
 - ✓ Grounding

Motivation

As technology and equipment evolve, the practice in the field and the experience gathered lead to a review of best practices to obtain reliable and consistent results when assessing the insulation condition of transformers in the factory and field.



Transformer Dielectric Analysis in Frequency Domain



Narrowband Dielectric Frequency Response

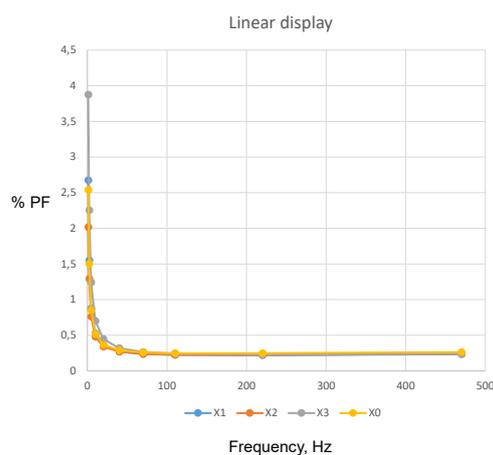
■ Narrow Band Dielectric Frequency Response

- PF/DF measurement from 505 Hz down to 1 Hz
- Always look at NB DFR in logarithmic scale
- Temperature correction
- Low voltage test
- ~ 3 min

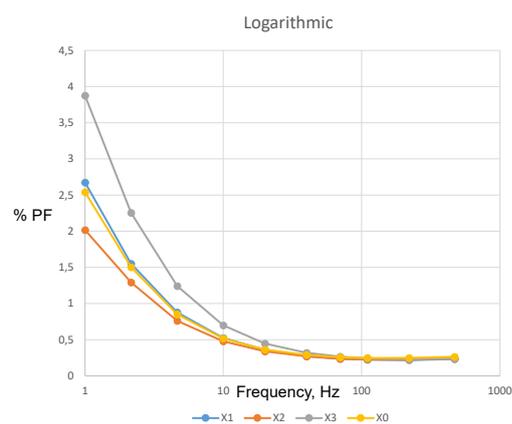


Megger.

Narrowband Dielectric Frequency Response



- Lack of visualization of low frequency measurements



- Preferred display
- Shows more detail in low frequency range
- Consistent with DFR display



Megger.

DFR - Transformers



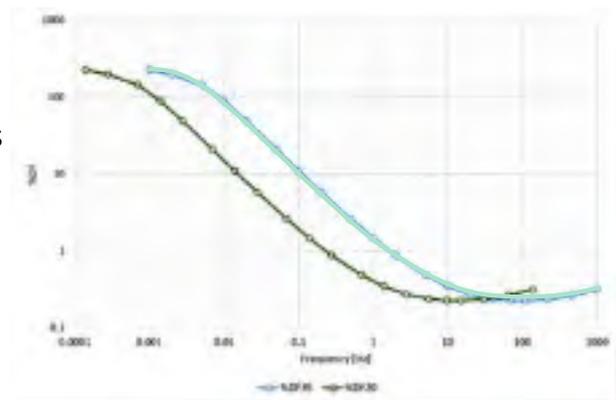
Gubanski et al, "Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System - REDIATool - a European Research Project", D1-207 CIGRE 2006

- Initial:
 - Determine moisture content (%mc) in the solid insulation
 - Determine the conductivity (σ) of the liquid insulation system
- Advanced:
 - ITC
 - Contamination



Individual Temperature Correction (ITC)

- The temperature dependence of the % DF changes as the dielectric response of the specimen changes with time.
- A correlation is established using Arrhenius equation based on materials activation energy E_a .
- The procedure is called Individual Temperature Correction (ITC).



$$L = \ln(f_2) - \ln(f_1) = -\frac{E_a}{\kappa_B} \left(\frac{1}{T_2} - \frac{1}{T_1} \right)$$

Arrhenius equation



IEEE Std. C57.161-2018 – Guide for DFR Test



- Annex B (informative) provides information of non-moisture related factors influencing the DFR measurements.
 - Influence of corrosive sulfur
 - Influence of carbon contamination
 - Influence of tap changer contamination
 - High resistance due to un-shortened core-to-ground resistance
 - Influence of poor grounding of electrostatic shield



Megger.

16 MVA 138 kV Transformer

New means what?

Megger.



New 16 MVA 138 kV Transformer

- Overall LF PF/DF test @ 25°C - results within limits
- Excellent for a transformer that has not been in service

Transformer Overall Test					Test Mode:									
Test No.	ME DFR	Insulation Test(s)	Test Mode	Connections			60Hz							
				TEST kV	Cap (pF)	tanδ @ 1kV	POWER FACTOR %		WVDF					
				Click image for detailed connection information	mA	Watts	Watts	@ 25°C		IR				
1		C _{HD} + C _{HL}	OST-ONE	H	L	G	9.0	6387.3	24.0	0.1583	0.22	0.20	0	
2	✘	C _{HL}	OST-TWO	H	L	G	9.0	6421.1	919	0.0881	0.21	0.23	0	
3	✘	C _{HL}	OST-R	H	L	G	9.0	4340.5	15.0	0.002	0.21	0.21	0	
4		C _{HL}	Test 1 Missing Test(s)				8.90 A	15.7	0.002				Valid	
5		C _{LD} + C _{HL}	OST-ONE	L	H	G	7.00	13700.7	86.4	0.0486	0.22	0.22	0	
6	✘	C _{LD}	OST-TWO	L	H	G	7.00	16407.2	25.4	0.0088	0.22	0.24	0	
7		C _{HL}	OST-R	L	H	G	7.00	4347.8	19.0	0.0017	0.22	0.22	0	



Megger.

New 16 MVA 138 kV Transformer

- 1 Hz near aged limit of 1% PF/DF
- DFR required for definitive answer

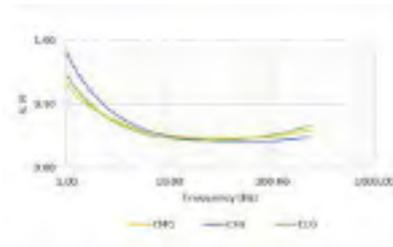
Transformer Overall Test					Test Mode:									
Test No.	ME DFR	Insulation Test(s)	Test Mode	Connections			60Hz							
				TEST kV	Cap (pF)	tanδ @ 1kV	POWER FACTOR %		WVDF					
				Click image for detailed connection information	mA	Watts	Watts	@ 25°C		IR				
1		C _{HD} + C _{HL}	OST-ONE	H	L	G	9.0	6387.3	24.0	0.1583	0.22	0.20	0	
2	✘	C _{HL}	OST-TWO	H	L	G	9.0	6421.1	919	0.0881	0.21	0.23	0	
3	✘	C _{HL}	OST-R	H	L	G	9.0	4340.5	15.0	0.002	0.21	0.21	0	
4		C _{HL}	Test 1 Missing Test(s)				8.90 A	15.7	0.002				Valid	
5		C _{LD} + C _{HL}	OST-ONE	L	H	G	7.00	13700.7	86.4	0.0486	0.22	0.22	0	
6	✘	C _{LD}	OST-TWO	L	H	G	7.00	16407.2	25.4	0.0088	0.22	0.24	0	
7		C _{HL}	OST-R	L	H	G	7.00	4347.8	19.0	0.0017	0.22	0.22	0	



Megger.

New 16 MVA 138 kV Transformer

- DFR:
 - 1.6% moisture - high for any transformer that has not been in service
 - Expected < 1% moisture
 - Ideal if > 230kV then <0.5% moisture
 - 1.3 pS/m – high for new transformer
- Utility has a limit for moisture in oil of < 10 ppm (per IEEE)
 - Two separate oil samples extracted @ 26 °C and taken to a lab
 - Results: **15 ppm & 16 ppm**
 - The oil ppm limit is the only criteria which creates an action (failed commissioning) for this class of new transformer



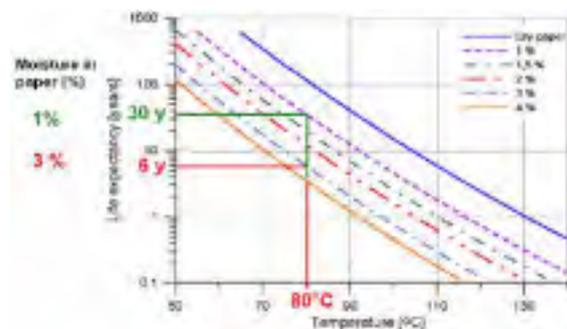
Analysis results		
%DF	Moisture	Cond. (pS/m)
@ 60 Hz @ 25°C	% (ppm)	@ 25°C
0.216	1.6	1.30
<0.30% 40 ppm	<1.0% 40 ppm	<0.30 pS/m 40 ppm
0.20 - 0.05% Good	1.0 - 0.5% Dry	0.27 - 0.17 pS/m Good
0.05 - 0.1% Discharged	0.5 - 0.1% Not acceptable	0.17 - 0.10 pS/m Discharged
> 0.1% Overcharge	> 0.1% Use	> 0.10 pS/m Discharged



Megger.

New 16 MVA 138 kV Transformer – Conclusions

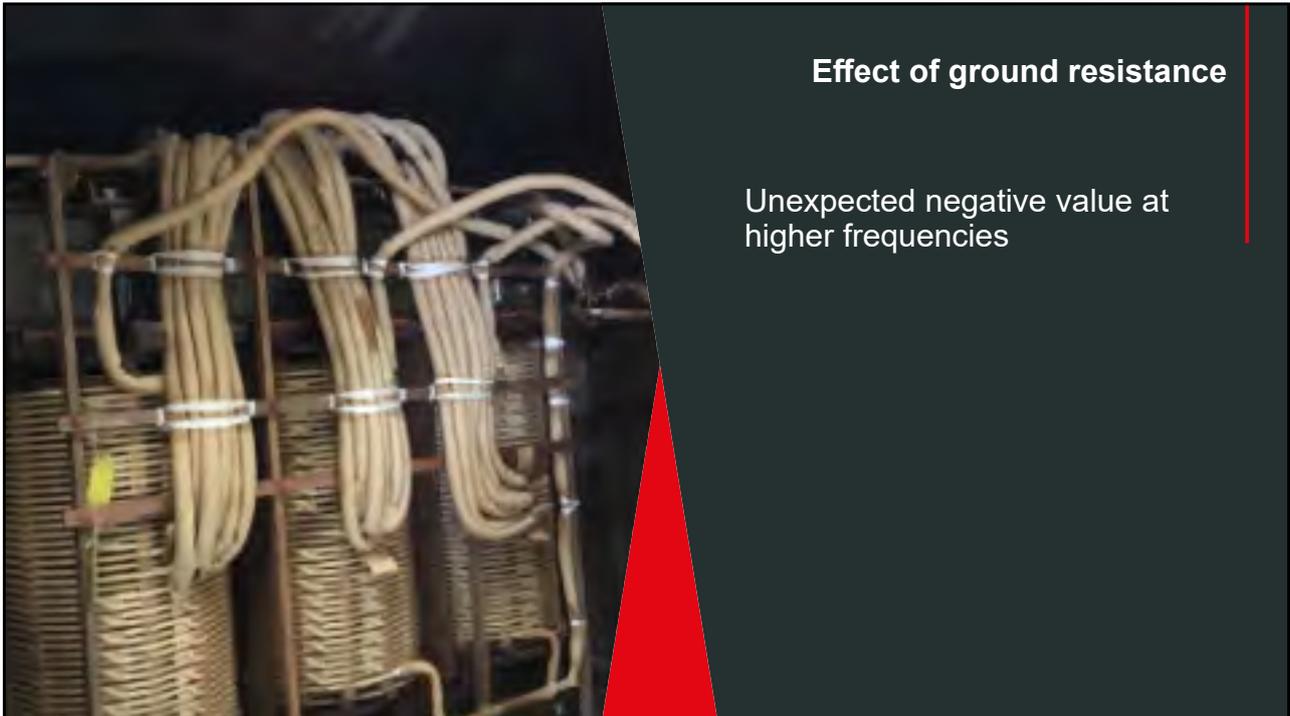
- Commissioning with 1 Hz effective for
 - Benchmark signature
 - Identifying deviations from expected 1Hz values
- Full spectrum analysis DFR with IDAX is the definitive method to determine condition of solid and liquid insulations
- Commissioning transformer limits
 - Moisture recommended < 1%
 - Liquid conductivity < 0.37 pS/m
- Low moisture is critical to asset longevity, reliability, and safe field operation



CIGRE TB 445 – Guide for Transformer Maintenance

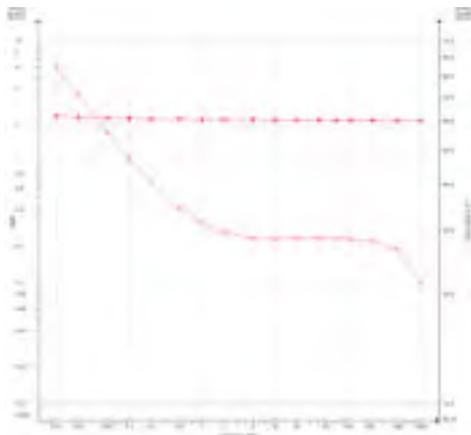


Megger.

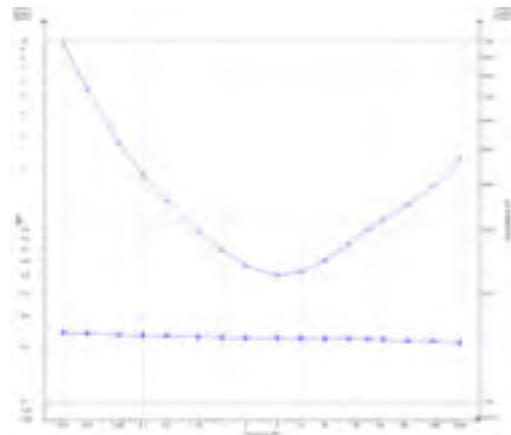


Manufacturing Concern – DFR test @ 15C

CHL DFR



CHG DFR





DFR – Power transformer application

- Water in a transformer affects:
 - Loading capability – brings TX closer to bubble inception
 - Dielectric strength of oil – Insulation and PD inception
 - Aging and mechanical strength of cellulose insulation
- Only DFR gives a definite assessment of transformer insulation condition
 - Power factor / tan delta test at line frequency can be misleading
 - Oil analysis not viable as humidity to 99% resides in solid insulation
 - Other reliable test methods require disassembly or decommissioning of transformer

Megger



HV bushing condition assessment

- ✓ Line-frequency Power Factor on HV and EHV bushings
- ✓ NB DFR on HV Bushings
- ✓ HV DFR on HV Bushings
- ✓ Definitive diagnostics with DFR

HV Bushing routine testing

- Routine Testing of OIP HV and EHV bushings is preferably non-destructive and non-invasive. Common practice is:
 - Capacitance C_1 and C_2
 - Power Factor / Dissipation Factor ($\tan \delta$) at line frequency (50/60 Hz) C_1 and C_2
 - Oil sampling
 - Chemical and dielectric properties
 - DGA analysis



DFR Guide for Bushings

Table 1. Differences between single frequency power factor and DFR testing

Items	Power Factor Testing	DFR Testing
Frequency	Line frequency or close to line frequency (50/60Hz)	Variable frequency Typically from 1 kHz down to 10 mHz
Voltage	10kV or below apparatus rated voltage	Not lower than 140 V RMS
Measurement Time	< 1 min	Typically several minutes, dependent on stop frequency
Analysis	Trending, compare with references	Compare with baseline signature and trending
Objective of test	Used to identify general deterioration of insulation	Used to detect insulation degradation or moisture ingress at an early stage



DFR Guide for Bushings - Analysis of DFR results

Time-based comparison

- Comparative analysis C & DF
- Similar condition (mounting)
- Individual temperature correction MUST be carried out for accurate analysis

Type – based comparison

- Identical design
- Similar condition (mounting)
- Individual temperature correction MUST be carried out for accurate analysis



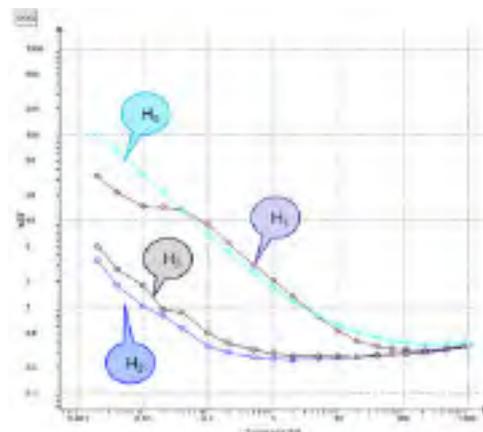
Megger.

DFR Guide for Bushings - Analysis of DFR results

Phase-based comparison

- Ideal when multiple bushings are mounted on the same transformer (or CB). In this condition temperature correction might be a second step for analysis.

The visual effect



Megger.

DFR Guide for Bushings

Annex D

LV DFR vs HV DFR

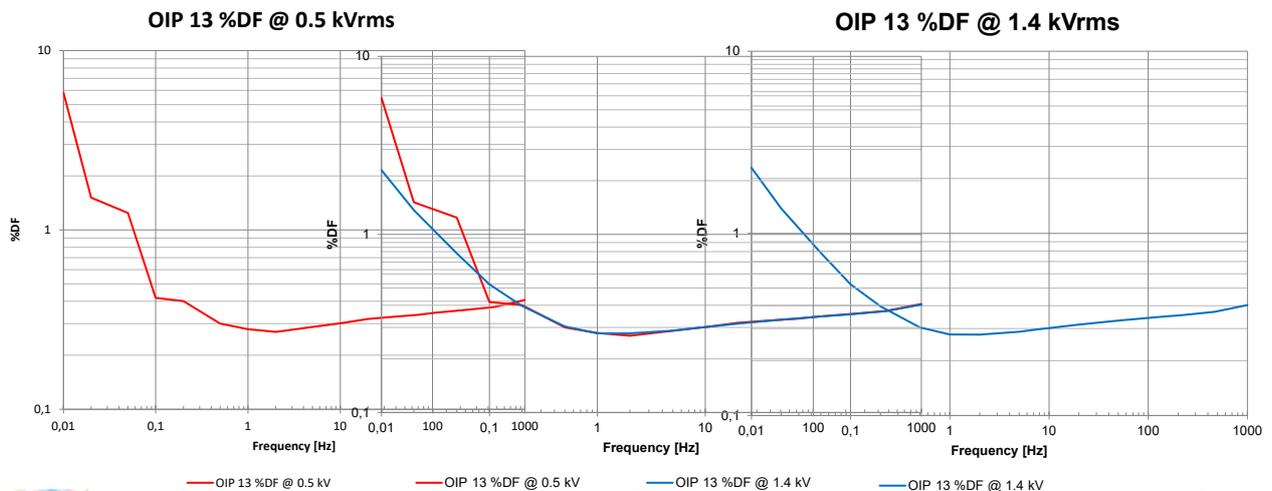


- Without interference, bushing DFR responses are not affected by the measurement voltage regardless of the bushing condition.
- Interference in the substation is random and it may introduce some fluctuation to the low frequency responses. **Increasing the measurement voltage could reduce the influence of interference.**



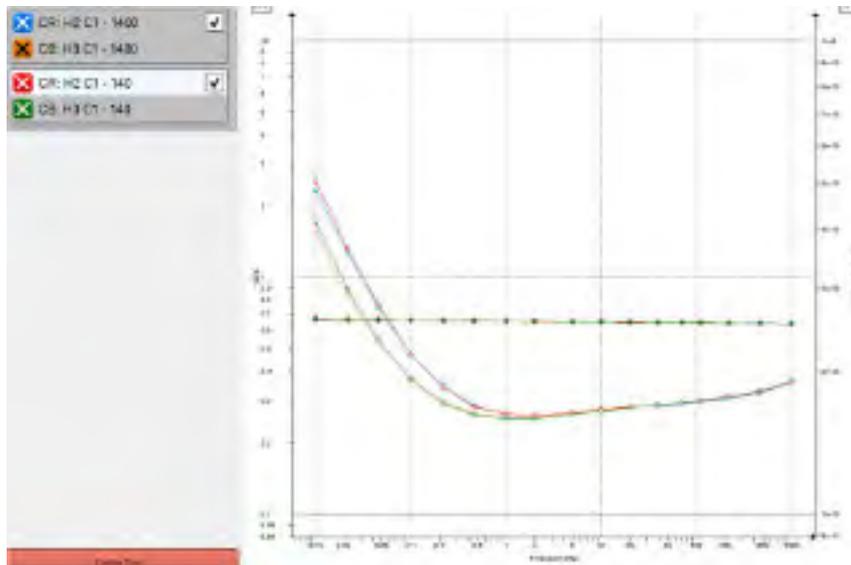
Megger.

Application of HV DFR



Megger.

Factory conditions – LV and HV DFR

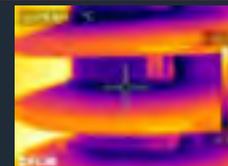


Megger.

Temperature Correction Tables

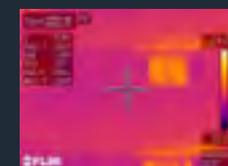
Bushing Result #1

60Hz									
Test Mode	TEST kV	Capacitance		Equivalent @ 2.5 kV		POWER FACTOR %			Δ %PF @ 20°C
		C (pF)	Δ pF	mA	Watts	Measured	@ 20°C	IR	
UST-R	10.0	265.0	3.4	0.25	0.0035	0.57	0.51	A	0.23



Bushing Result #2

60Hz									
Test Mode	TEST kV	Capacitance		Equivalent @ 2.5 kV		POWER FACTOR %			Δ %PF @ 20°C
		C (pF)	Δ pF	mA	Watts	Measured	@ 20°C	IR	
UST-R	10.0	267.0	2.0	0.25	0.0089	1.42	1.42	I	1.14



The same bushing!

BUSHING NAMEPLATE					
TYPE/CLASS	kV	AMPS	YEAR	C1	
				PF	Cap (pF)
O+C	69	400	2000	0.28	269.0

What is different?

Individual Temperature Correction

For a temperature, there is a corresponding frequency that represents the 20 °C equivalent measurement

60Hz										
Test Mode	TEST KV	Capacitance		Equivalent @ 2.5 kV		POWER FACTOR %			Δ %PF @ 20°C	%VDF
		C (pF)	Δ pF	mA	Watts	Measured	@ 20°C	IR		
UST-R	10.0	255.3	3.7	0.25	0.0027	0.44	1.21	I	0.93	0.04



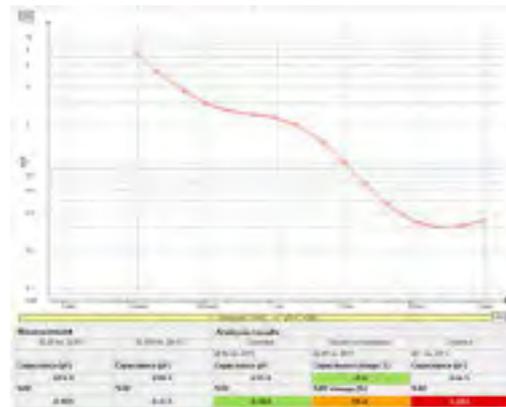
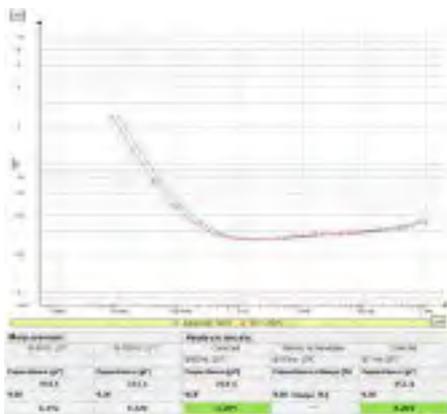
60Hz										
Test Mode	TEST KV	Capacitance		Equivalent @ 2.5 kV		POWER FACTOR %			Δ %PF @ 20°C	%VDF
		C (pF)	Δ pF	mA	Watts	Measured	@ 20°C	IR		
UST-R	10.0	255.3	3.7	0.25	0.0192	3.04	1.28	I	1.00	± 10



29

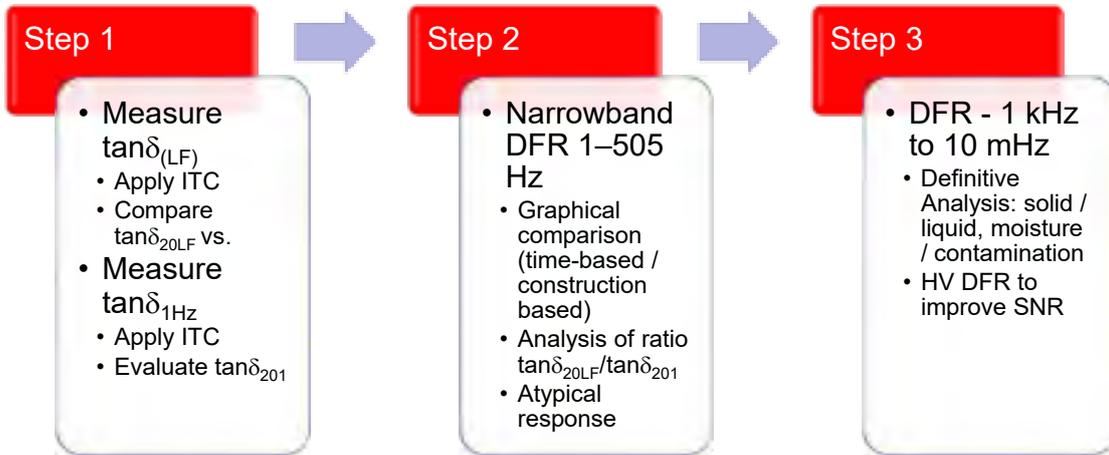
Megger.

Individual Temperature Correction and 1 Hz assessment



Megger.

Three Steps for HV bushing diagnostics



Megger.

Conclusions



The analysis of the DFR response on HV and EHV bushings has been extended. Validation limits have been provided at 1 Hz.



DFR allows for proper temperature correction using the Individual Temperature Correction (ITC) algorithm and different frequencies can be used for assessment (50/60 Hz and 1 Hz). Limits provided.



The model and examples provided in this paper help explain and understand the effect of leakage currents flowing in internal and/or external surfaces of an HV bushing



Addition or subtraction of losses in the dielectric response is possible and it is not a reason to condemn an HV bushing.



It is also recommended to use HV DFR (1400 Vrms) for specimens with a capacitance below 1 nF (especially under high EMI in the field).



DFR is a reliable insulation assessment tool capable to work in the field under critical environmental and operational conditions even at temperatures below 0 °C.



Megger.

Referenten

Dr. Alexander Pirker

VUM

Alexander Pirker beschäftigte sich nach einem 4-jährigen Abstecher als Messingenieur im Bereich der Mikroelektronik seit 2010 mit unterschiedlichen Methoden zur Diagnose und Prüfung von Hochspannungsbetriebsmitteln.

Er studierte Elektrotechnik und schloss die Zeit am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU-Graz mit einer Promotion im Bereich der TE-Messung bei Gleichspannung im Jahr 2020 ab. Seit dem ist er bei der VUM-Verfahren Umwelt Management GmbH im Bereich der Zustandsbewertung von Betriebsmitteln und Spezialthemen der Hochspannungstechnik tätig. Er ist Mitglied der OVE sowie aktives Mitglied mehrerer CIGRE und IEC Arbeitsgruppen.



Dr. Dennis Albert

Omicron electronics



Dennis Albert studierte bis 2017 an der TU Darmstadt (B. Sc.) und RWTH Aachen (M. Sc.) Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik. Im Anschluss promovierte er bis 2022 an der TU Graz zum Thema Modellierung von Transformatoren unter Einfluss von DC und geomagnetisch induzierten Strömen. Seit 2022 arbeitet er als Applikationsingenieur bei OMICRON electronics in Österreich. Seine Aufgabengebiete und Interessen umfassen u. a. die Modellierung und Diagnose von Transformatoren. Dennis Albert ist Mitglied im VDE, OVE, IEEE und aktives Mitglied mehrerer CIGRE Arbeitsgruppen.



Monitoring und Zustandsdiagnose von Durchführungen

Alexander Pirker, VUM & Dennis Albert, OMICRON electronics
TLM-Konferenz, 17. September 2024, Zeulenroda



► Motivation für Durchführungsdiagnostik und Monitoring

- ▶ Etwa 17 % von Transformatorfehlern → Problem der Durchführung (CIGRE TB755, 2019)
- ▶ Etwa 41 % der Durchführungsfehler → Feuer oder Explosion (CIGRE TB642, 2015a)
- ▶ Häufigste Fehlermechanismen (IEEE C57.143-2012)
 - ▶ Feuchtigkeitseintritt
 - ▶ Teilentladungen



17 %



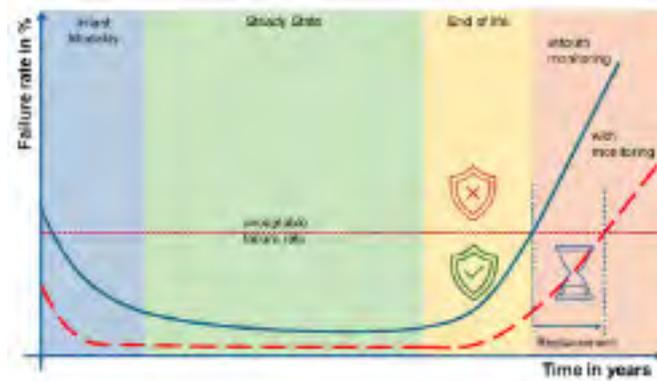
41 %



Motivation für Durchführungsdiagnostik und Monitoring

Badewannenkurve

- ▷ höhere Ausfallrate nach der Inbetriebnahme → temporäres Monitoring
- ▷ während des Betriebs → regelmäßige Zustandsbewertung mit Offline-Messungen
- ▷ Ende der berechneten Lebensdauer → engmaschige Zustandsbewertung & Monitoring

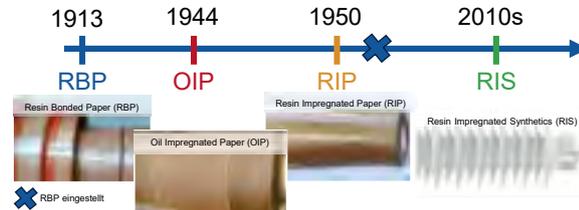


17. Transformer-Life-Management Konferenz
16.-17.September 2024, Zeulenroda-Triebes

Durchführungsdiagnose

Durchführungsarten

- ▷ RBP – resin bonded paper: bis 230 kV
- ▷ OIP – oil impregnated paper: bis 800 kV
- ▷ RIP – resin impregnated paper: bis 800 kV
- ▷ RIS – resin-impregnated synthetic: bis 550 kV



Normen & Richtlinien

- ▷ IEC 60137:2017 Isolierte Durchführungen für Wechselspannung über 1000 V
- ▷ IEEE C57.19.00-2017 IEEE Standard for General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings
- ▷ IEEE C57.19.01-2017 IEEE Standard for Performance Characteristics and Dimensions for Power Transformer and Reactor Bushings
- ▷ IEEE C57.12.200-2002 IEEE Guide for the Dielectric Frequency Response Measurement of Bushings
- ▷ IEEE C57.152-2013 IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors
- ▷ IEEE C57.143-2012 IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components
- ▷ CAM CSA C88.1 Power transformer and reactor bushings
- ▷ CIGRE TB 755 Transformer bushing reliability
- ▷ CIGRE TB 445 Transformer Maintenance

Durchführungsdiagnose

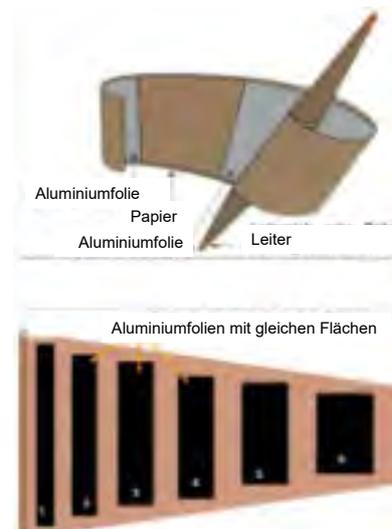
Diagnosemethoden

- ▷ $\tan(d)$
- ▷ Kapazitätsmessung C_1 & C_2
- ▷ **Dielektrische Frequenzantwort / Messung zur Feuchtigkeitsbestimmung bei OIP & RIP**
- ▷ Teilentladungsmessung (elektrisch & akustische Ortung)
- ▷ „Hot Collar“ Tests
- ▷ Ölanalyse (engl. DGA) bei OIP-Durchführungen
- ▷ Optische Inspektion
- ▷ Thermographie

- ▷ Gut zu wissen...aber die genaue Kapazitätsänderung kann nur der Hersteller benennen

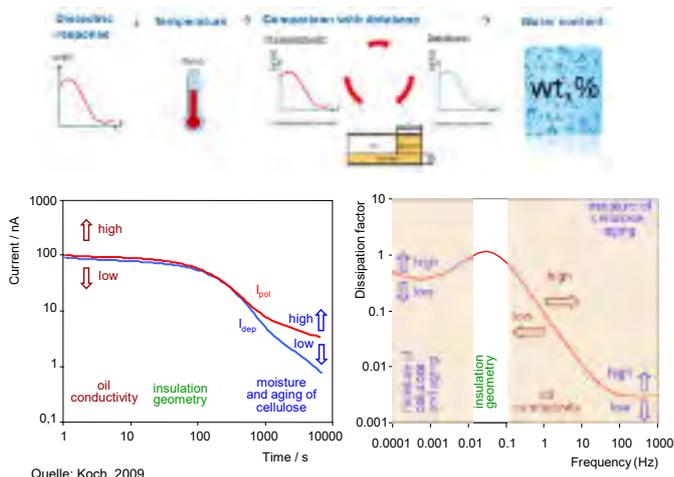
Nennspannung	# Lagen	Kapazitätsänderung
123 kV	14	7,1 %
245 kV	30	3,3 %
420 kV	40	2,5 %
550 kV	55	1,8 %

Quelle: Koch, 2012 & CIGRE TB 630



Durchführungsdiagnose mit FDS & PDC

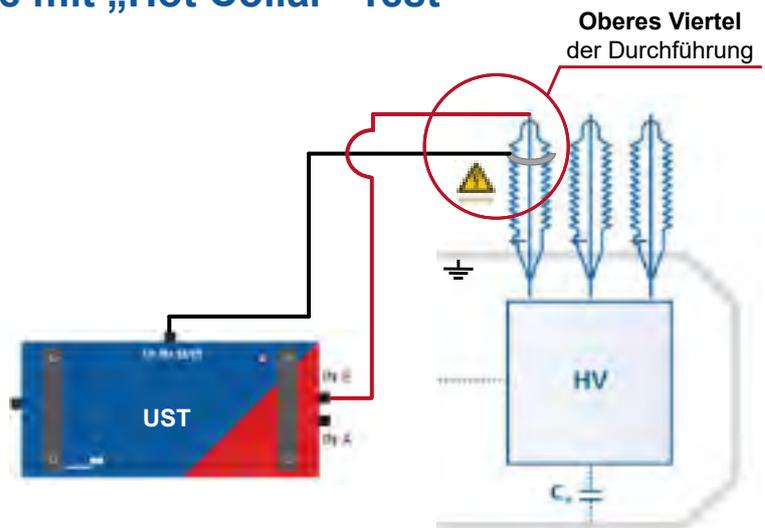
- ▶ polarisation and depolarisation currents (PDC) & frequency domain spectroscopy (FDS)
- ▶ Modelbasierter Bewertungsansatz nur gültig für Öl-Papier Isolierungen!



Durchführungsdiagnose mit „Hot Collar“ Test

„Hot Collar“ Test

- ▶ Richtlinien
 - > IEEE C57.152-2013: <math>< 0.1 \text{ W}</math>
 - > IEEE C57.140-2017
- ▶ Eignet sich vor allem für Durchführungen ohne Testanschluss
- ▶ Fehler
 - > Risse im Porzellan
 - > beschädigte Zementfugen
 - > undichte Dichtungen



Fehler in Durchführungen & Diagnosemethoden

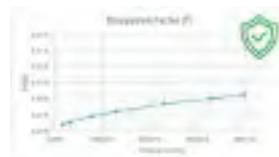
		Diagnostik	Type						
Feuchtigkeit									
Alterung									
Kontaktprobleme									
Kurzgeschlossene Guard-Lagen									
Leckage									
Teilentladungen									
Allgemein	Visuelle Inspektion	OIP, RBP, RIP, RIS	OIP, RBP, RIP, RIS	xx	✓✓	xx	xx	xx	xx
	Thermographie			x	xx	x	x/✓	x	xx
Elektrische Messungen	Kapazität			xx	x	✓✓	x/✓	x	
	DF/PF			x/✓	xx	✓✓	✓	✓	✓
	Dielektrische Antwort FDS/PDC			x/✓	xx	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓
	Teilentladungsmessung			✓✓	xx	x/✓	✓✓	xx	x
Öl	DGA			✓	xx	✓✓	✓✓	x	xx
	Feuchtigkeit in Öl			xx	xx	x	xx	x/✓	✓✓
	Ölfarbe			xx	✓	xx	✓✓	✓✓	x

Bewertung des Durchführungszustands

- ▶ Absoluter Verlustfaktor korrigiert auf 20° C
 - ▷ Je nach Typ (OIP, RIP,...) unterhalb des empfohlen (IEEE, CIGRE,...) Grenzwertes

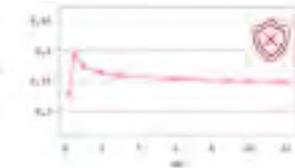
▶ Verlustfaktorverlauf über Frequenz

- ▷  Verlustfaktor steigt mit zunehmender Frequenz
- ▷  Verlustfaktor sinkt mit zunehmender Frequenz



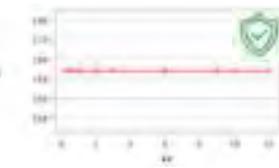
▶ Verlustfaktorverlauf über Prüfspannung

- ▷  Verlustfaktor steigt mit zunehmender Frequenz
- ▷  Verlustfaktor sinkt mit zunehmender Frequenz



▶ Kapazität über Prüfspannung

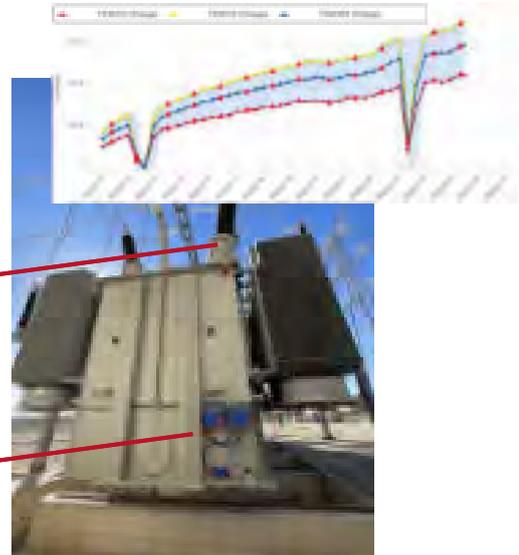
- ▷  Verlustfaktor steigt mit zunehmender Frequenz
- ▷  Verlustfaktor sinkt mit zunehmender Frequenz



Durchführungsmonitoring

Messung von...

- ▷ Teilentladung
- ▷ C_1 und Verlustfaktoränderungen, sowie Phasenvergleich
- ▷ Temperatur, Last, Feuchtigkeit
- ▷ Druck (OIP-Durchführung)
- ▷ (Über-) Spannung

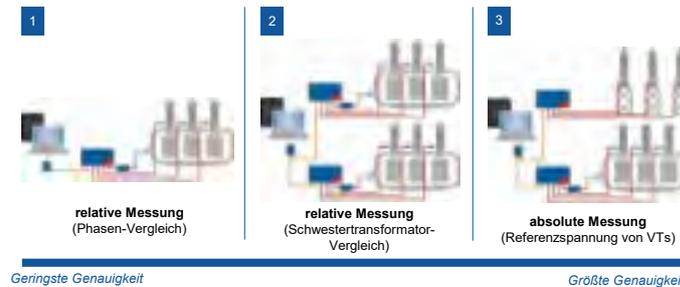
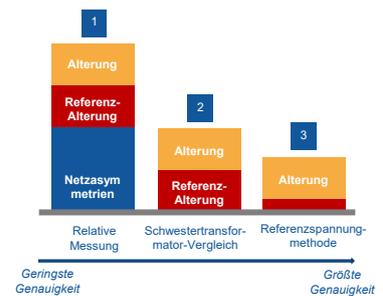


Durchführungsmonitoring

Summenstrom der Testanschlüsse vektoriell addieren

- ▷ 0 A (symmetrisches Drehstromsystem) → Durchführungen **OK**
- ▷ $\neq 0$ A → Untersuchung notwendig
- ▷ *Limitierungen*: erfordert gleiche Durchführungen, funktioniert nur wenn nicht alle drei Durchführungen gleich versagen

$$\sum I = \frac{\Delta I}{I_0} \sim \sqrt{(\Delta \tan(\delta))^2 + (\Delta C/C_0)^2}$$



Durchführungsmonitoring

Anforderungen an Durchführungsmonitoringsysteme

- ▷ geringe Eingangsimpedanz, zur Reduzierung der Spannung, z. B. durch einen zu C_2 parallel Widerstand oder Kapazität
- ▷ Überspannungsschutz zur Begrenzung transienter Überspannung bei Schalthandlungen
- ▷ Ausfallschutz bei Versagen der Messeinrichtung sollte C_2 wie im Normalbetrieb kurzgeschlossen werden



Source: Norbert Koch, „Diagnoseverfahren an Hochspannungsdurchführungen aus Herseleferat“, Diagnoseverfahren an Schaltanlagen und Transformatoren, HfT Essen 2013



slido.com | 3497831

Unterschiede Offline und Online Durchführungsmessungen

Offline Messergebnisse können von Online-Messergebnissen abweichen, weil...

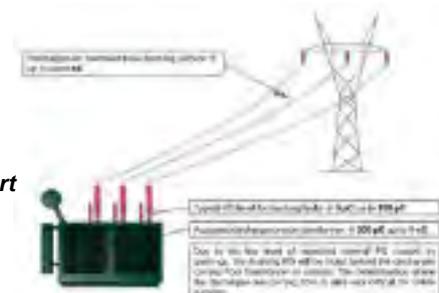
- ▷ unterschiedliche Prüfspannung (normalerweise 10 kV vs. Nennspannung)
- ▷ unterschiedliche Temperatur (Öltemperatur und Durchführungstemperatur abhängig von Last)

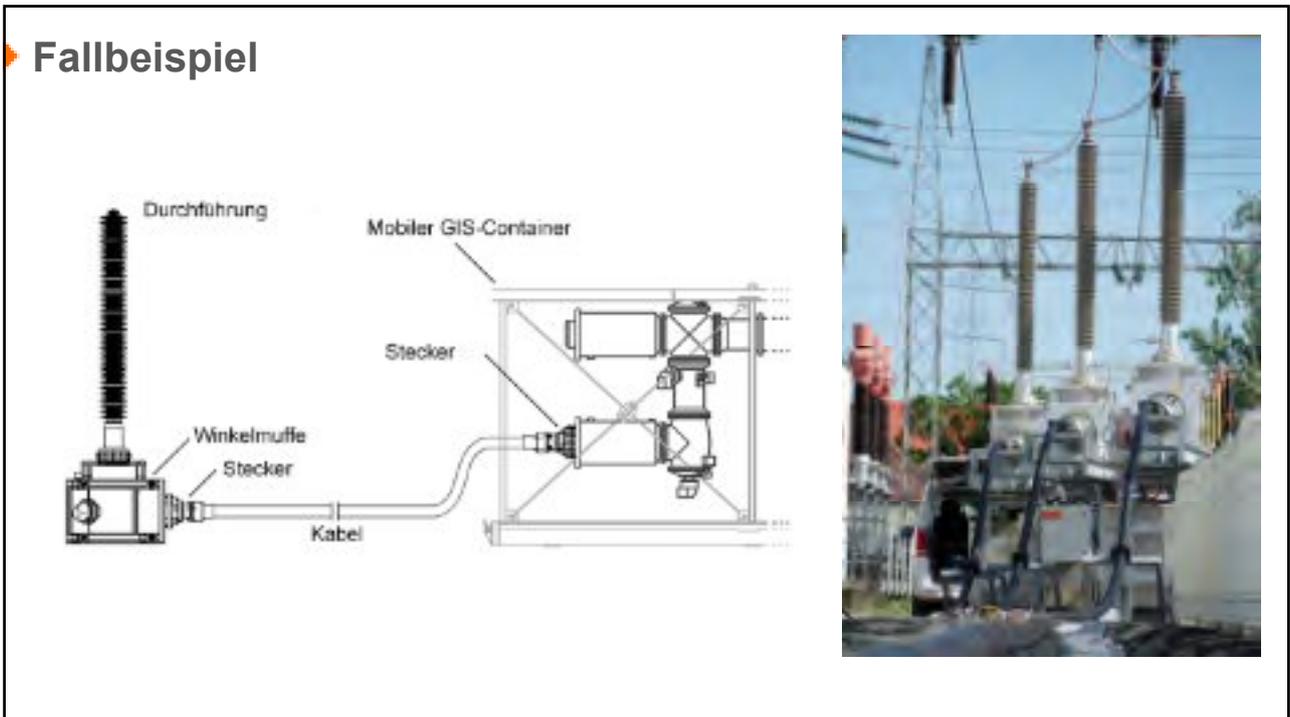
Messmethoden

- ▷ **Summenstrom:** Änderungen durch Laststromschwankungen
- ▷ **Schwestertrafo Vergleich:** zusätzliche Spannungsmessung an Bushings paralleler Transformatoren (Jerbić, 2023)
- ▷ **Referenz-Methode:** Referenzspannung via (C)VTS & Vergleich mit Spannung an Testanschluss (Koch, 2012 & CIGRE TB630)

TE-Messung

- ▷ typischer TE für Durchführungsfehler: 5-100 pC
- ▷ TE von Freileitungen: einige Nano-Coulomb
- ▷ tolerierbarer TE-Pegel in Transformatoren: 500 pC – 1 nC
- ▷ **TE in Durchführungen wird vermutlich von andern TE-Quellen maskiert**

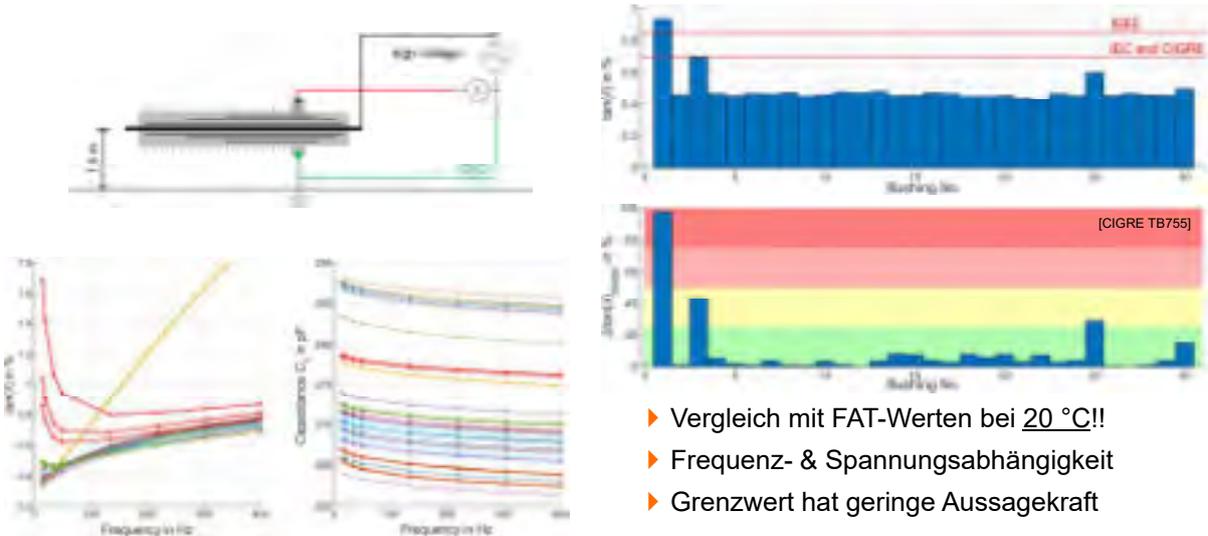




Fallbeispiel



Fallbeispiel – $\tan(\delta)$ & C_1 -Messung



Fallbeispiel – Sonstige Auffälligkeiten



Fallbeispiel – Abhilfemaßnahmen

- ▶ Lagerung in trockenem und beheiztem Raum
- ▶ Geschützt vor Fressfeinden und Verunreinigungen
- ▶ Erweiterte $\tan(\delta)$ und C_1 -Messung vor dem Einsatz



Fallbeispiel – Abhilfemaßnahmen

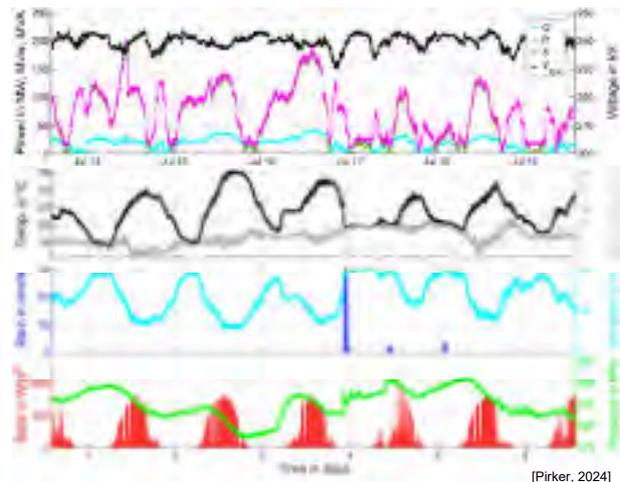
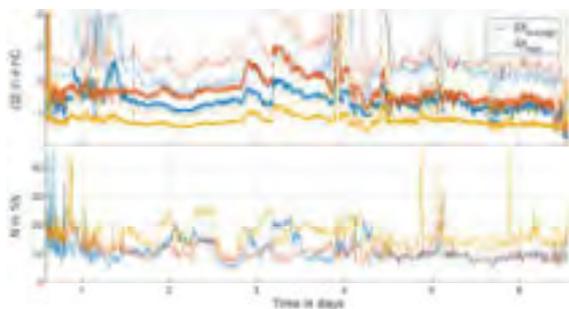
Temporäres TE-Monitoring bei der Inbetriebnahme

- › Geringere Kosten als vollständige HV-Prüfung
- › Längere Messzeitdauer
 - Trendanalyse (Ladung und char. TE-Muster)
 - Zeitspannen mit geringeren Grundstörpegel
- › Defekterkennung möglich
 - Steckverbindungen
 - Kontaktprobleme der Durchführungen
 - Mechanische Beschädigungen
 - Luftblasen aufgrund von Ölabsenkung bei Durchführungstausch



Fallbeispiel – Abhilfemaßnahmen

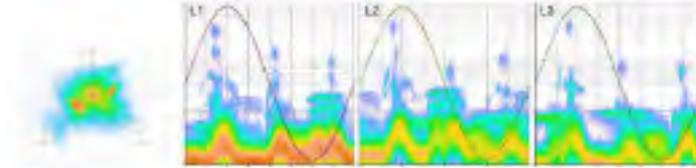
Trendanalyse der charakteristischen Parameter



Fallbeispiel – Abhilfemaßnahmen

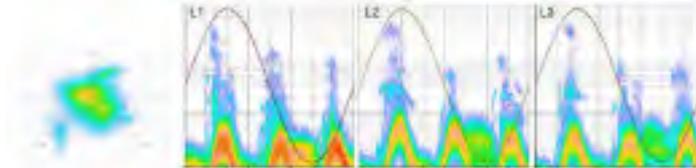
Trendanalyse der charakteristischen TE-Muster

Tag 1, 09:16 Uhr:

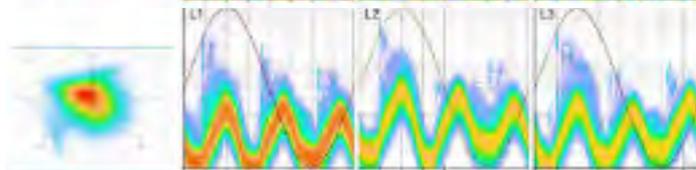


PRPD:
 Δt : 10 s
 y : 1-360°
 x : 10-10.000 k-pC

Tag 4, 11:16 Uhr:



Tag 6, 06:16 Uhr:



Zusammenfassung

▶ (Offline) Diagnose & (On-line) Monitoring

- ▶ sinnvolle Ergänzung beider Methoden ermöglichen ökonomischen und operativen Benefit
- ▶ Kombination kann schnell Degradation detektieren und Totalausfall des Transformators verhindern
- ▶ häufigste Fehler: Feuchtigkeitseintritt & Teilentladung (Kane, 2010)
- ▶ Herausforderung: Temperaturkorrektur – welche Temperatur soll verwendet werden – Spannungsfeld: Top Öl-, Oberflächen-, Umgebungstemperatur, Flansch- & Kopftemperatur; Gleichung in CIGRE TB755

▶ Fallbeispiel

- ▶ Erweiterte $\tan(\delta)$ und C_1 Messung
- ▶ Vergleich mit Referenzwerten bei 20 °C
- ▶ Temp. TE-Monitoring ermöglicht Auswertung bei niedrigerem Störpegel
- ▶ Fachgerechte Lagerung von Reservedurchführungen



Ausblick

▶ Bestehende Daten effektiv verwenden & einsetzen:

- ▶ Verwendung der Kapazitätsmessung für die Modellierung
- ▶ Reduzierung der Messdaten hinsichtlich Abtastrate & Anzahl
- ▶ Datenvalidierung auf Basis einfacher Zusammenhänge, z. B. max. Umgebungstemperatur in „Normalbereich“ (± 40 °C)

▶ Modell-basierte Analyse & Betrieb

- ▶ Digital Twin (CIGRE WG A2/D2.65)
- ▶ Bei dynamischem Betrieb von Transformatoren: Berücksichtigung der Durchführungstemperatur (thermische Überlastung)

▶ Herausforderungen & Chancen:

- ▶ Inklusion der Mitarbeiter in neue Diagnose Methoden für höhere Akzeptanz und erfolgreiche Umsetzung
- ▶ Reduzierung der Komplexität bei der Bewertung



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Monitoring und Zustandsdiagnose von Durchführungen

Alexander Pirker | alexander.pirker@vuom.co.at // Dennis Albert | dennis.albert@omicronenergy.com

Emotions are energy. Our energy moves.

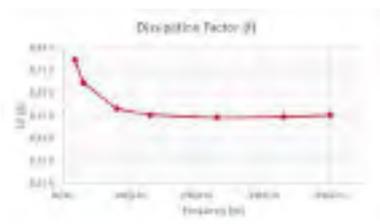
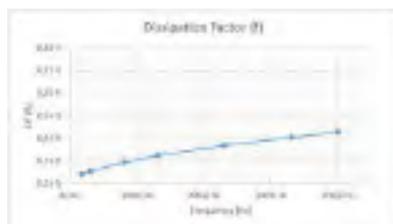


Literaturverweise

(CIGRE, 2019)	CIGRE TB 755, Transformer Bushing Reliability, 2019
(TRANSFORMERS MAGAZINE, 2017)	Banavic, M., TRANSFORMERS MAGAZINE, Special Edition: Bushings, November 2017
(CIGRE, 2015a)	CIGRE TB 642, Transformer Reliability Survey, 2015.
(Angelhuber, 2023)	M. Angelhuber, Measuring and analyzing the dielectric response of bushings, Application Note, 2023
(Koch, 2012)	M. Koch and M. Krüger, "A new method for on-line monitoring of bushings and partial discharges of power transformers," 2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Bali, Indonesia, 2012, pp. 1205-1208, doi: 10.1109/CMD.2012.6416378.
(Jerbić, 2013)	Jerbic, V.; Keitoue, S.; Puskaric, J.; Tomic, I., Improving the Reliability of Online Bushing Monitoring, 6th International Colloquium Transformer Research (ICTRM), Split, 2023.
(CIGRE, 2015b)	CIGRE TB 630, Guide on Transformer intelligent condition monitoring (TICM) systems, 2015
(IEEE, 2012)	IEEE, IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components, C57.143-2012, 2012
(Koch, 2009)	M. Koch, M. Krüger, and S. Tenbohlen, 'Comparing Various Moisture Determination Methods for Power Transformers', in CIGRE Southern Africa Regional Conference, South Africa, 2009
(CIGRE, 2015c)	CIGRE TB 630, Guide on Transformer intelligent condition monitoring (TICM) systems, 2015
(Kane, 2010)	Kane, Claude; Golubev, Alexander. On- Bushing Monitoring Methods and Case Studies. PdMSA Conference, September 2010.
(Pirker, 2024)	Pirker A. Machl A. "Development of an Extended Commissioning Program for Temporary 220 kV Cable Connections", ID-1167, Cigre Session Paris, 2024

Bewertung des Durchführungszustands

CIGRE Guide 445 Transformer Maintenance (Transformatorwartung)						
Prüffrequenz	RIP Harzimpräniertes Papier		OIP Ölpräniertes Papier		RBP Hartpapier	
	neu	gealtert	neu	gealtert	neu	gealtert
15 Hz	< 0,6 %	< 0,7 %	< 0,5 %	< 0,7 %	< 0,7 %	< 1,5 %
50/60 Hz	< 0,5 %	< 0,5 %	< 0,4 %	< 0,5 %	< 0,6 %	< 1,0 %
400 Hz	< 0,6 %	< 0,7 %	< 0,5 %	< 0,7 %	< 0,7 %	< 1,5 %



Bewertung des Durchführungszustands

VF @50/60 Hz, 20° C	CIGRE TB755	CIGRE TB761					CIGRE TB455	IEEE C57.19.01- 2017	IEC 60137	CIGRE TB630
		E	D	C	B	A				
VL/LF in %	<0,7	3 · FAT	2 · FAT	1,5 · FAT		FAT		OIP: <0,5 RIP: <0,85 RBP: <2,0	OIP/RIP: <0,7 RBP: <1,5	
ΔVF in %	OIP 1,33<1,34<1,67< 2						RBP 0,6<1,5			
	RIP/RIS 1,25<1,50<1,75						OIP 0,4-0,7			
							RIP 0,5-0,7			
ΔC _i in %		>10	5,1-10	2,1-5	0-2	FAT				RIP/OIP/RBP 123 kV – 7,1 245 kV – 3,3 420 kV – 2,5 550 kV- 1,8

VL...Verlustfaktor LF...Leistungsfaktor

Durchführungsdiagnose

► Grenzwerte für Kapazitätserhöhung von RBP-Durchführungen

U _m in kV	RBP Kapazitätsänderung in % bei 20° C
36	25
72,5	23
123	20
170	18
245	15
300	13
362	12
420	10

Quelle: Widmeier, 1999

► Ungefähre Kapazitätserhöhung bei Kurzschluss benachbarter Elektroden für fein gesteuerte Durchführungen

U _m in kV	RIP Kapazitätsände rung in %	OIP Kapazitätsände rung in %
72,5	12	8,8
123	7,1	4,8
245	4,2	2,7
420	2,6	1,7
550	1,9	1,3
800	1,3	0,9

Quelle: Mikulecky, 2003

Web-Interface Durchführungsmonitoring



Motivation

Randbedingungen

- zunehmende Bedeutung und Auslastung der Elektroenergienetze
- zunehmende regenerative Einspeisemöglichkeiten in allen Netzebenen führen zu dynamischen Auslastungsszenarien
- Wechselwirkung von elektrischen, thermischen, mechanischen und chemischen Beanspruchungen
- bekannte Trendanalyse nicht zielführend
- Historisch motivierte Alterungskonzepte von Komponenten der Energietechnik durch neue Randbedingungen nicht mehr nutzbar

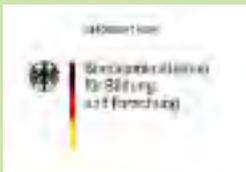
Forschungsziel

- generisches Schädigungs- und Alterungsmodell
- Berücksichtigung der Wechselwirkung der elektrischen, thermischen, mechanischen und chemischen Beanspruchung
- prognoseorientierte Zustandsbewertung sowie ein Assetmanagement

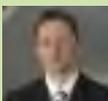
Ausblick / Anwendung

- Mehrwert für die Unternehmen und die Gesellschaft ist ressourcenschonendere Energieumwandlung und Betriebsmittelnutzung
- Sicherstellung der Energieversorgung und -verteilung
- Anwendung insbesondere in Verteilnetzen aufgrund weiteren Ausbau der regenerativen Energieumwandlung und der stetig wachsenden Verbreitung der Elektromobilität

Gefördert durch



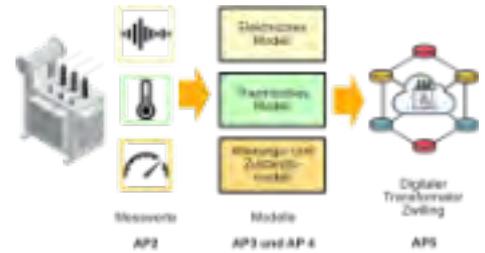
Kontakt



Prof. Dr.techn. Stefan Kornhuber
Hochschule Zittau / Görlitz
s.kornhuber@hszg.de
www.hochspannung-zittau.de

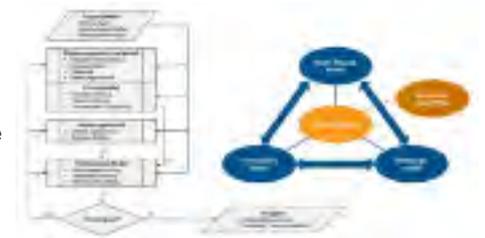
Grundsätzlicher Projektaufbau

Im Projekt sollen die thermischen und elektrischen Beanspruchungen auch mit prognostischen Szenarien mit einem Alterungs- und Zustandsmodell zusammengeführt werden, um mögliche Aussagen für den Betrieb treffen zu können.



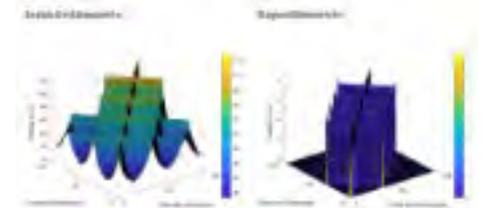
Physikbasierter digitaler Zwilling

Eine grundlegende Herausforderung ist die Ermittlung des inneren Transformator-Designs von Bestandstransformatoren. Mit dem physikbasierten digitalen Zwilling (elektrisches & thermisches Modell) und einem genetischen Designalgorithmus wird das bestmögliche Transformator-Design mit den bekannten Randbedingungen ermittelt. Dieses Design ist die Basis für insbesondere den thermischen Modellierungen und stellt die geometrischen Kennwerte für das elektrische Modell dar.



Elektrisches Modell

Im elektrischen Modell wird ausgehend vom physikbasierten digitalen Zwilling das Wicklungssystem mit den entsprechenden elektrischen Verhalten nachgebildet, sodass entsprechende transiente Potenzialverteilungen berechnet werden können.



Einbindung in DaFA - SMART-TR

Die Ergebnisse des physikalischen Modells unter Nutzung von Lastszenarien und dem Ergebnis des elektrischen Modells werden mit Alterungsalgorithmen in das bereits entwickelte DaFA Schema integriert, um Zustands- und abschätzungen durchführen zu können.



Konsortium



Prof. Dr.techn. Stefan Kornhuber
Prof. Dr.-Ing. Uwe Schmidt
M.Sc. Siavash Taghipour Broujeni
M.Sc. Ahmad Vosoughi



Prof. Dr.-Ing. Gerd Valtin
Dipl.-Ing. André Müller



Comparison of Dielectric Behavior of Mineral and Ester Oil under DC-Stress

D. Targitay, M.H. Zink, M. Bier, M. Kobus

1 Introduction

- **Mineral oil** is generally one of the **most common** insulation materials constituting the electrical insulation system of a **transformer**, which, however, is also deemed to be **not sustainable** due to environmental considerations.
- A **functional deployment** of the environmentally friendly **ester oil instead of mineral oil**, especially in **HVDC transformers**, stands for a significant advancement to a **more sustainable grid**.
- The transformation requires relevant information regarding the **dielectric behavior of the ester oil under similar operation conditions** as those of **mineral oil**.
- This contribution presents a comparison of both dielectric liquids via **electric current measurements under polarity reversal**

2 Methods

- Both materials were subjected to a DC voltage $U_0 = 300$ V in the measurement setup with electrode distance $d = 3$ mm, given in the below Fig. 1.
- Beginning with the **positive** polarity for the measurement time $t_m = 3600$ s in **Phase 1 (P1)**, the polarity of the DC voltage was **reversed** in **P2**, also shown in Fig. 2.
- Atmospheric conditions during the measurements are given in Table 1.

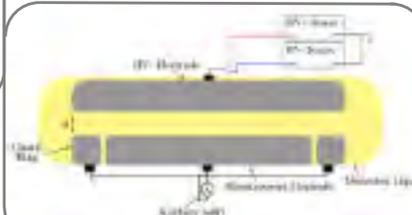


Fig. 1: Measurement setup

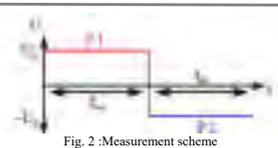


Fig. 2: Measurement scheme

3.1 Results: Polarisation Phase 1 (P1)

- By analyzing the transient current measurements in Fig. 3 we obtain the average conductivity σ ratios as:

$$\frac{\sigma_E}{\sigma_M} \bar{\alpha}_{t=0} \approx 122 \quad (1)$$

$$\frac{\sigma_E}{\sigma_M} \bar{\alpha}_{t_m=3600\text{s}} \approx 250 \quad (2)$$

which align well with [1]. There are **two components** to σ , namely the **average mobility** μ_{avg} , and **average free charge carrier concentration** n_{avg} .

- Pursuant to [2], an analogous ratio-metric comparison in terms of the average² mobilities, via $\mu = d^2/(U t_{ToF})$, where t_{ToF} is the **time required for the half of the peak concentration of the charge rear to reach the opposite electrode**, approximately at the **inflection point in the measured current**³, see [3], gives:

$$\frac{\mu_{avg,E}}{\mu_{avg,M}} \approx 0.188 \quad (3)$$

- Combining (1) and (3) with the definition of $\sigma \bar{\alpha}_{t=0} = e n_{avg} \mu_{avg}$, where e is elementary charge, we have:

$$\frac{n_{avg,E}}{n_{avg,M}} \bar{\alpha}_{t=0} \approx 660 \quad (4)$$

- Putting (4) in quantitative terms with $Q_{total} = \int_0^{t_{ToF}} I(t) - I(t_m) dt$, and, neglecting any strictly present chemical reactions and assuming monovalent charge carriers, $n_{avg} = 2 \frac{Q_{total}}{e A_m d}$, n_{avg} in both media can be calculated as:

$$n_{avg,E} = 1.204 \cdot 10^{18} \left[\frac{1}{m^3} \right] \equiv 2 \text{ nM}, n_{avg,M} = 4.582 \cdot 10^{15} \left[\frac{1}{m^3} \right] \equiv 7.4 \text{ pM} \rightarrow \frac{n_{avg,E}}{n_{avg,M}} = 263 \quad (5)$$

where $A_m = 7512.2 \text{ mm}^2$ is the surface area of the measurement electrode, see Fig 2 and $I(t)$ is current.

- Following from (4) and (5), the **main contributor** to the observed **conductivity difference** between ester and mineral oil, see (1) and (2), appears to be the **excessive charge carrier concentration in ester oil**, confirming [4,5].
- However, regarding the **contradiction between (4) and (5)**, estimation of the **mobilities** solely with the **current measurements** seems to be **insufficient for an accurate analysis**, not only due to the difficult determination of the inflection point, but also to the presence of a time dependent generation current underlying the initial drop in the measurements.

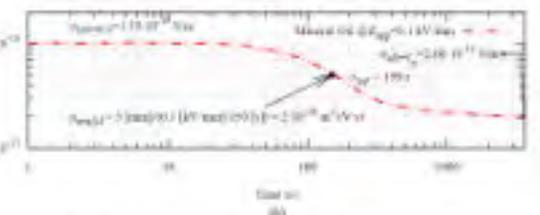
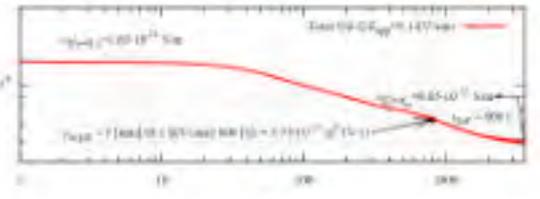


Fig. 3: Current measurements in P1 of ester oil (red) and mineral oil (blue)

²in case there exist multiple distinct mobility values, the average mobility corresponds to their average, analogous to an average concentration
³determined on a lin - lin plot

3.2 Results: Polarisation Phase 2 (P2)

- **Reversing** the polarity immediately after a polarisation phase **P1** gives rise to a **peak in the measured current** in both materials, which is generally, to a first approximation, characterized by a peak time t_p .
- Such a behavior is related to the release of the charged inverted micelles that are accumulated in **P1** at the electrodes [6,7].
 - However, the general assumption of $t_p \approx \frac{t_{ToF}}{2}$ does not hold in every case, as the amplitude and time point of the peak current can be concentration or mobility driven.
 - Recent numerical calculations have shown that $t_p = f(n_{avg}, U, \mu)$, consistent with the state of the art [6,7].
 - Still, acknowledging (5) and (4), we see an **earlier arrival of the peak current in mineral oil**, reconfirming (3)
- Focusing on Fig. 3a, after the first peak a „shoulder“ can be seen, which is responsible for a **greater relaxation time constant** in ester oil as it is **not present in the case of mineral oil**
 - The „shoulder“ in the current has been previously detected by other authors in n-dodecane⁴, which was contaminated with various surfactants in a controlled manner, [7,8].
 - Its presence was attributed to the newly generated charge carriers during the polarization phase and allegedly it should become more distinct as t_m increases
 - To evaluate the applicability of this mechanism in case of the ester oil, t_m was varied, see Fig. 5.
 - Up to $t_m = 2500$ s maximum current after the first peak as well as the duration of the „shoulder“ increases, consistent with [7]
 - For $t_m > 2500$ s reversal current starts to decrease, without any extension to the duration
 - pointing to the **loss of the newly generated charge carriers in the ester oil**

⁴a component found in the mineral oil as well

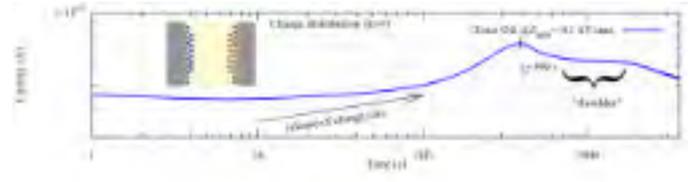


Fig. 4: Current measurements in P2 of ester oil (red) and mineral oil (blue)

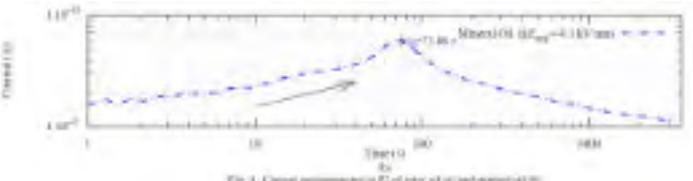


Fig. 5: Current measurements in P2 of ester oil (red) and mineral oil (blue)

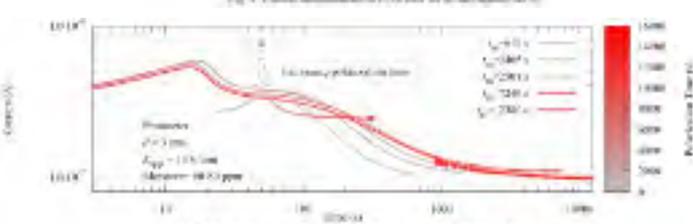


Fig. 6: Influence of the polarization time on the polarity reversal in ester oil

6 Conclusion and Outlook

- From a practical perspective, electric current measurements have been carried out on mineral oil and ester oil under polarity reversal, which were separated into **P1** and **P2**.
- Two parameters are required to characterize **P1**, these are n_{avg} and μ_{avg}
 - μ_{avg} in ester oil was estimated to be an order of magnitude lower than in mineral oil
 - Consequently, the **greater conductivity of ester oil** was interpreted to be mainly due to the **greater n_{avg}** therein
 - However, the estimation of μ_{avg} merely with current measurements proved to be difficult
 - In future work, **local electric field measurements in ester oil** are expected to **facilitate a more accurate analysis**
- In **P2**, an initial peak for both materials and an additional „shoulder“ in ester oil measurements were detected
 - Exact description of the phenomena leading to the initial peak current requires detailed numerical and experimental future work.
 - The long-time-constant „shoulder“ in the measurements of ester oil seems to be dependent on the polarization time and is not present in mineral oil
 - The influence of the newly generated charge carriers on the electric field distribution in the bulk of ester oil is also a topic of investigation in the future.

7 References

- [1] Ahidi, Farzaneh & Tenbohlen, Stefan & Rapp, Kevin & Luksich, John. (2016). Comparative Study on Impact of Cellulose Particles on Electrical Conductivity of Mineral Oil and Natural Ester.
- [2] F. Beunis "Electric currents in nonpolar liquids with surfactants," Ghent University. Faculty of Engineering, Ghent, Belgium, 2008.
- [3] D. Targitay, L. Roth, M. H. Zink and M. Kobus, "On the Modeling of Nonlinear Electrical Conductivity and Field Distribution of Mineral Oil Under HVDC-Load," PESS + PELSS 2022: Power and Energy Student Summit, Kassel, Germany, 2022, pp. 1-6
- [4] Q. Xue, I. Timoshkin, M. J. Given, M. P. Wilson and S. J. MacGregor, "Mobility of Charge Carriers in Dielectric Liquids," 2019 IEEE 20th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), Roma, Italy, 2019, pp. 1-4
- [5] Xue, Q., et al.: Mobility of charge carriers in mineral oil and ester fluids. High Volt. 6(6), 1040-1050 (2021)
- [6] Prasad, Manoj & Beunis, Filip & Neyts, Kristiaan & Strubbe, Filip. (2015). Switching of charged inverse micelles in non-polar liquids. Journal of colloid and interface science. 458. 39-44. 10.1016/j.jcis.2015.07.039.
- [7] Prasad, Manoj & Strubbe, Filip & Beunis, Filip & Neyts, Kristiaan. (2021). Space charge limited release of charged inverse micelles in non-polar liquids. Physical Chemistry Chemical Physics. 23. 10.1039/D1CP90055B.
- [8] Prasad, Manoj & Strubbe, Filip & Beunis, Filip & Neyts, Kristiaan. (2016). Different Types of Charged Inverse Micelles in Non-Polar Media. Langmuir : the ACS journal of surfaces and colloids. 32. 10.1021/acs.langmuir.6b00468.

Einfluss der Oberschwingungsverzerrung auf die Durchschlagfestigkeit eines Verbundwerkstoffs für den Einsatz in Trockentransformatoren

Javier Torres¹, Kristin Homeier¹, Laureen Stahl¹, Peter Werle¹

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

Kurzfassung

In diesem Beitrag wird der Einfluss von Spannungsüberschwingungen auf die Durchschlagsspannung eines Verbundwerkstoffs, der für die Verwendung in Trockentransformatoren vorgesehen ist, untersucht. Messungen der Durchschlagfestigkeit wurden an Proben eines Glasfaser-Epoxidharz-Verbundstoffs unter Anlegung einer Wechselspannung mit sechs verschiedenen Oberwellenanteilen durchgeführt. Die durchgeführten Messungen zeigen Unterschiede beim Effektivwert der Durchschlagsspannung des Materials in Abhängigkeit von der gesamten harmonischen Verzerrung. Es wird ein Vergleich zwischen den auf den Effektivwerten basierenden Werten und den Spitzenwerten durchgeführt.

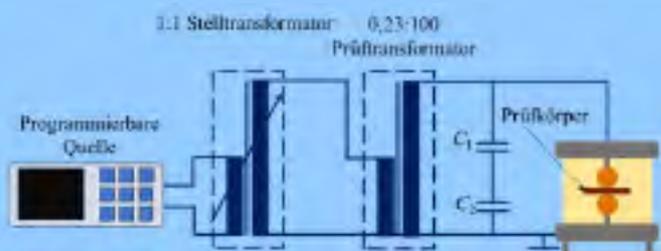
Prüfkörper

- Spulen als Prüfobjekte sind kostenintensiv
- Flache Prüflinge sind besser geeignet, reproduzierbar und kostengünstiger in der Herstellung
- Die Herstellungsparameter sind leicht zu ändern und zu steuern



Messanordnung

- Die Prüfspannung wird durch eine programmierbare Quelle und einen Hochspannungs-Prüftransformator erzeugt

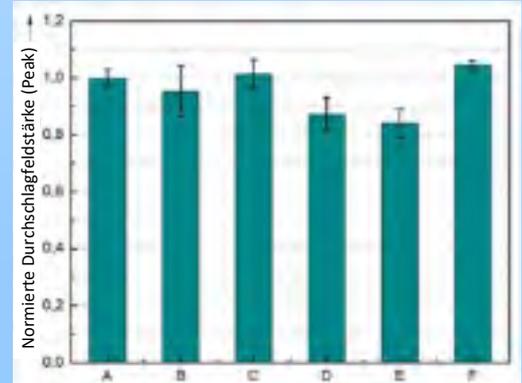
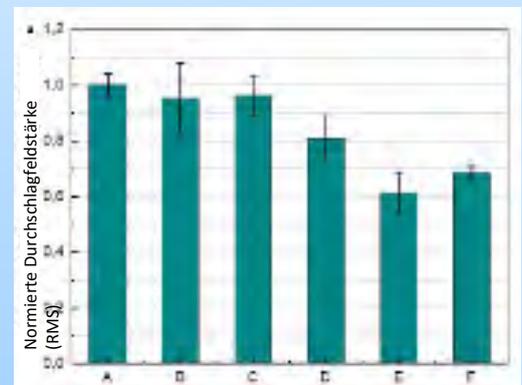


Ergebnisse

- Es wurden sechs Wellenformen auf der Grundlage einer 50-Hz-Grundfrequenz mit folgendem Oberschwingungsgehalt verwendet

Ordnung der Obersch.	Wellenform					
	A	B	C	D	E	F
3	0,7	10	5	16	25	31
5	1,3	10	16	20	25	31
7	0,7	5	1	7	15	20
11	0,9	5	2	7	15	20
13	0,4	1	1	6	5	10
15	0,4	1	1	4	5	10
THD	2,0	15,9	17,0	28,4	41,8	54,1

- Ergebnisse mit Effektiv- und Scheitelwerten



Zusammenfassung

Die dielektrische Durchschlagfestigkeit nimmt ab, wenn die Gesamtverzerrung durch Oberschwingungen zunimmt. Es ist somit entscheidend, bei der Auslegung des Isolationssystems Szenarien zu berücksichtigen, in denen die Spannung eine Wellenform mit hohem Oberwellengehalt aufweist.

Entwicklung eines Filtersystems zur Reduzierung von Sauerstoff in Transformatorenölen

Büsrä Özdemir¹, Peter Werle¹, Olaf Schmidt², Wolfgang Sorgatz³

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

² Karberg & Hennemann GmbH & Co. KG, Marlowring 5, Hamburg

³ Energy Support GmbH, Sperberweg 47, Neuss

Motivation

Durch Pyrolyse, Hydrolyse und Oxidation des organischen Isoliermaterials in den Transformatoren entstehen verschiedene Substanzen, die in die Isolierflüssigkeit aufgenommen werden und die Alterung des Transformators fördern und zu Ausfällen führen können. Um dem entgegenzuwirken, werden externe Systeme zur Isolierölbehandlung eingesetzt. Um die Effizienz der Gegenmaßnahmen zu erhöhen, müssen Filtersysteme entwickelt werden, die sowohl eine effektive Entwässerung als auch eine Reduzierung des gelösten Sauerstoffs für verschiedene Isolierflüssigkeiten gewährleisten. Ziel ist es, in Zukunft ein System zu entwickeln, das neben Wasser und schlammartigen Alterungsprodukten erstmals auch Sauerstoff aus der Isolierflüssigkeit entfernen kann. Daher wird hier ein Filtersystem vorgestellt, das auf chemischen Reaktionen zur Sauerstoffreduktion in Isolierflüssigkeiten basiert.



Experimentelle Methoden/Modellierung

- Modellaufbau eines Filtersystems sowie die Simulation eines geschlossenen Transformatorsystems zur Bestimmung der Betriebsparameter (Durchflussmenge/Zeiteinheit, Reaktionsfläche, Filterdimensionierung)
- Untersuchung verschiedener Materialien und die Bestimmung der optimalen Filtermenge
 - 3 l/h, 24 h – 72 h
 - Gas-to-Liquids Öl

Filter Material	Probe	Feuchte	H ₂	O ₂	N ₂	CO ₂
		(ppm)	(µl/l)	(µl/l)	(µl/l)	(µl/l)
Beutel	40 °C					
	Nullprobe	15	0	21.340	43.097	282
	Tag 1	27	55	506	59.348	13
	Tag 2	54	35	556	62.689	0
	Tag 3	60	74	373	53.584	4

Filter Material	Probe	Feuchte	H ₂	O ₂	N ₂	CO ₂
		(ppm)	(µl/l)	(µl/l)	(µl/l)	(µl/l)
Beutel	20 °C					
	Nullprobe	15	0	21340	43.097	282
	Tag 1	28	58	7967	50.190	80
	Tag 2	35	58	2328	53.632	28
	Tag 3	38	91	1953	50.719	15

Fazit

Mit dem ersten Versuch zur Sauerstoffreduktion im Gas-to-Liquids-Öl konnten die Betriebsparameter erfolgreich ermittelt werden. Dazu wurden die optimale Temperatur, die Filtermenge und -zusammensetzung sowie die Durchflussmenge bestimmt. Diese Untersuchungen bilden die Grundlage für die Umsetzung eines Filtersystems zur umfassenden Reduzierung der Alterungsprozesse von Isoliermedien in Transformatoren.

Monitoring und digitaler Zwilling, wie beides sich gegenseitig unterstützen kann

TLM 2024
Zeulenroda



Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje

Fakultät 4 Elektrotechnik & Informatik, Hochspannungslabor, Hochschule Bremen



Monitoring

Hoch belastete Komponenten des Energienetzes, insbesondere Leistungstransformatoren, wurden zur Steigerung der Betriebszuverlässigkeit zunehmend mit Monitoring überwacht. Die Aufgaben des Monitoring wurden umfangreich weiterentwickelt.

Monitoring benötigt:

- inhaltlich zuverlässige, dauerhafte, automatische Sensoren
- System zur Verarbeitung und Aufbereitung der Sensordaten
- Alarmierungsadressaten und -Empfänger

Heute sind im Verhältnis zu der Zeit von vor einigen Jahren durch die intensive Entwicklungsarbeit die für Monitoring erforderlichen Sensoren

- klein und daher ggf. sogar im Transformatorkessel einsetzbar,
- sie nutzen sehr viele, inzwischen besser verstandene physikalische Abhängigkeiten,
- sind sehr leistungsfähig und mit Vorverarbeitung durch hoch integrierte Systeme und
- viel preisgünstiger geworden.

Betreiberziel ist es, möglichst wenig unterschiedliche Monitoringsysteme betreiben zu müssen.

Definitionen zum Digitalen Zwilling

Manchmal fälschlicherweise synonym verwendet wird unterschieden zwischen:

1. Digitales Modell
 - Modell eines (nicht existierenden) realen Transformators ohne Kommunikation
2. Digitaler Schatten
 - Automatischer Informationsfluß von physischen Transformator zum virtuellen Modell
3. Digitaler Zwilling
 - Kommunikation zwischen physikalischen Trafo und virtuellem (digitalem) Modell (bidirektional, kontinuierlich, Echtzeit mit angemessener Aktualisierung)

Anwendungen als

1. Komponentenzwilling
2. Assetzwilling
3. Systemzwilling
4. Prozesszwilling

Digitale Zwillinge benötigen

- Sensoren, je mehr, desto besser
- Algorithmen zur Verarbeitung der gemessenen Größen und können als Weiterentwicklung der Auswerteeinheit von Monitoringsystemen gesehen werden

Stärken des Konzeptes digitaler Zwilling

Digitale Zwillinge können unterschiedliche Sensoren und deren Messergebnisse zusammenbinden für die Aussagen (resilient)

- das Ergebnis des Sensors kann geprüft werden auf Plausibilität durch zeitlichen Vergleich
- Ergebnisse können mit einer Vielzahl weiterer Sensoren verglichen werden, so dass fehlerhafte Messergebnisse korrigiert und eingeordnet werden können
- durch die superponierende Betrachtung können Monitoring und eventuelle Alarmierung bei Abweichungen vom Erwartungswert oder Grenzwert in der Qualität deutlich gesteigert und somit das Personal entlastet werden

Konzepte des Digital Twin können das breit angelegte Monitoring vieler auch unterschiedlicher Betriebsmittel deutlich vereinfachen.

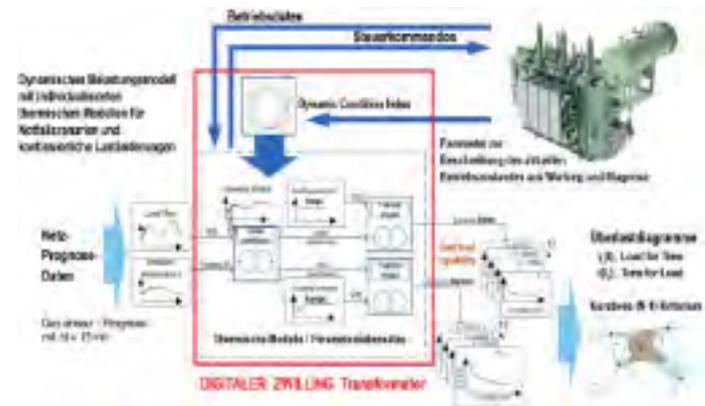
Digital Twin ist Teil von Industrie 4.0

Beobachtete Probleme heute:

- technische Informationen sind nicht hinreichend offen, transportabel und effizient in einer IoT-Welt
- Wichtige Informationen aus dem Betrieb, nicht nur über Fehlerfälle, fehlen und verlangsamen die Fortentwicklung
- Beteiligte am Serviceprozess und an der Weiterentwicklung haben zu viel Routinetätigkeiten zu erledigen

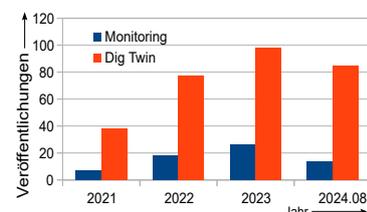
Konzepte des Digital Twin können das vermindern

Digitaler Zwilling (aus etg-Studie DZiNE, 2023, S.27)



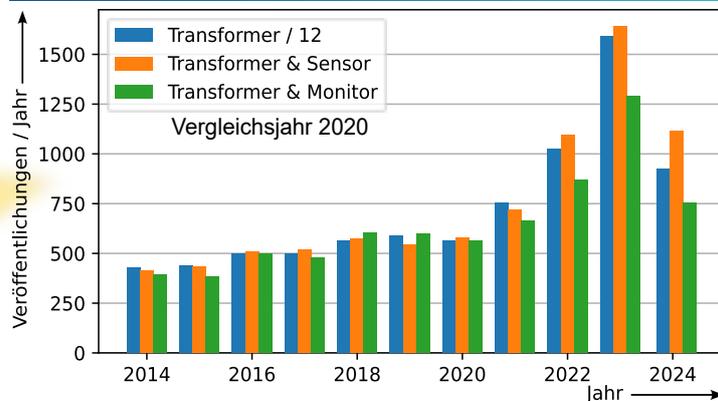
Veröffentlichungen

Veröffentlichung (21-24) IEEEExplore zu "Transformer, digital Twin": 323 ;
"Monitoring" von den 323 : 65



Schlussfolgerung:
das Thema wird international anwachsend, intensiv beforscht

Veröffentlichungen Transformator & Sensor/Monitor



- "Transformatoren" aus Darstellungsgründen: Veröffentlichungen/12
- 2024: weitere Steigerung zu erwarten (hier: nur bis 2024.08)
- starke Steigerung "Sensoren" ab 2021 (mehr als verdreifacht)
- Hypothese: Steigerung ist erfolgt mit Blick auf KI und Digital Twin
- große Steigerung "Transformatoren" zeigt: gestiegenes Interesse

Zusammenfassung

- Digitale Zwillinge von Leistungstransformatoren sind Teil der Weiterentwicklungstrategie von Assetmanagement, Diagnose und Wartung und nutzen dazu eine große Zahl von unterschiedlichsten physikalischen Sensoren, die durch Redundanz eine erhöhte Resilienz erlauben
- Digital Twins können in unterschiedlichen Komplexitätsstufen gebildet werden und ermöglichen gemeinsam den digitalen Prozess der transformierten Energieversorgungsaufgaben
- Monitoring- und Sensorthemen bei Transformatoren werden stark steigend beforscht (3-fach Zahl von Veröffentlichungne binnen 3 Jahre)
- Die größere Steigerung liegt bei Sensorthemen. Monitoring mit dem digitalen Zwilling und Sensortechnik unterstützen sich gegenseitig.
- Für die Transformatoren und deren optimierte Betriebsweise ist weitere intensive Forschungsarbeit zur Erfassung des Transformatorzustandes erforderlich.

Entwicklung mehrdimensionaler Überwachungssysteme für Leistungstransformatoren durch die Integration spezieller UHF-Teilentladungssensoren

Behnam Balali¹, Moritz Kuhnke¹, Irfan Zidny², Peter Werle¹, Asghar Akbari³

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut, Hannover, Deutschland

² Institut Teknologi Bandung, Bandung, Indonesia

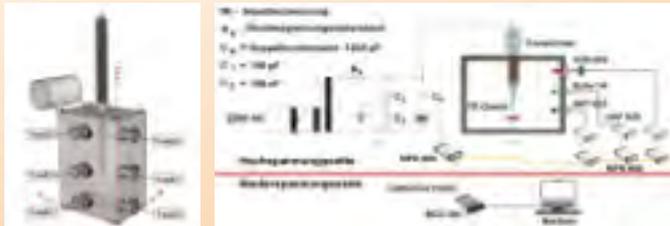
³ Electrical Department of K.N. Toosi University of Technology, Tehran, Iran

Abstrakt

Dieser Beitrag untersucht das Potenzial kompakter UHF-Teilentladungsdetektoren für Integrationsanwendungen. Dabei werden Sensoren ausgewählt, der Einfluss des Transformatortanks bewertet und Tests mit künstlichen Teilentladungsquellen durchgeführt. Die Ergebnisse werden mit IEC 60270 und einem typischen UHF-Sensor verglichen, um die beste Lösung für weitere Forschung zu bestimmen.

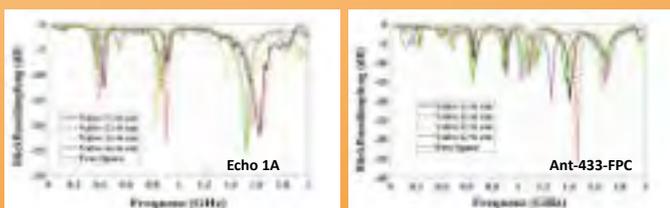
Messaufbau für TE Messungen

Für die Messung von UHF-TE Signalen wurden kompakte PCB-Antennen, Echo 1A und Ant-433-FPC, getestet. Diese Antennen sind Dipol- und Rundstrahlantennen, die für 2G/3G/4G-Bänder optimiert sind. Die Leistung der Sensoren wurde in einem luftgefüllten Transformatortank mit einer 123-kV-Durchführung untersucht. Die Sensoren wurden an verschiedenen Ventilen des Tanks platziert, darunter auch ein kommerzieller UHF-TE Detektor. Die gewonnenen PRPD-Muster wurden mit herkömmlichen IEC 60270-Messungen für verschiedene Teilentladungsquellen verglichen.



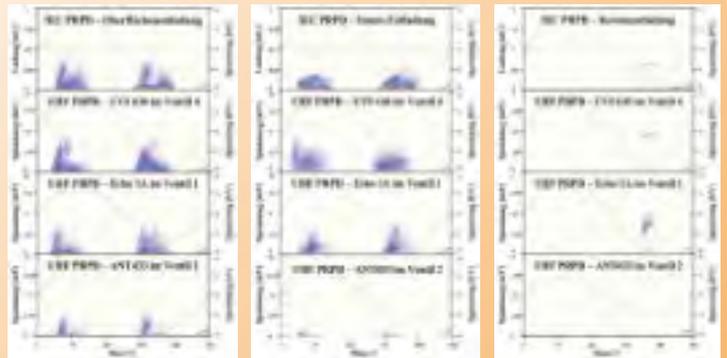
S-Parameter-Auswertung

S-Parameter-Messungen bewerteten den Einfluss der Platzierung der Teilentladungsdetektoren und der Struktur des Transformatortanks auf den Signalempfang. Die Sensoren wurden in verschiedenen Ventilen getestet, wobei der Fokus auf dem Rückflussdämpfungsfaktor (S11) bei vertikaler Anordnung lag. Der Echo 1A-Sensor zeigte durchgehend gute Ergebnisse, während der ANT-433-Sensor in bestimmten Positionen, insbesondere in Ventil 2 bei 900 MHz, schwache Leistungen erbrachte.



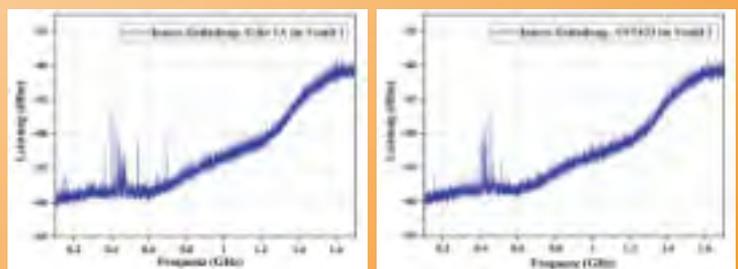
UHF PD PRPD-Muster

Zur Bewertung der Korrelation der PRPD-Muster wurden TE-Quellen im Transformatortank platziert und die Spannung schrittweise erhöht. Der Echo 1A-Sensor zeigte eine starke Übereinstimmung mit den Ergebnissen der IEC-Methode für interne Entladungen, während der ANT-433 Schwierigkeiten hatte. Beide Sensoren lieferten akzeptable Ergebnisse bei Oberflächenentladungen, jedoch konnte der ANT-433 keine Koronaentladungen detektieren. Insgesamt erwies sich der Echo 1A als effektiv zur Erkennung verschiedener PD-Signale, während der ANT-433 für weitere Forschungen ungeeignet war.



UHF PD-Pulse im Frequenzbereich

Die Auswahl des optimalen Frequenzbereichs ist entscheidend für die effektive Verarbeitung von UHF-Teilentladungssignalen. Die meisten PD-Pulse, einschließlich interner Entladungen, lagen im Bereich von 400 MHz bis 600 MHz. Dieser Bereich erwies sich als ideal für Empfang und Analyse der Signale, wie in den vorherigen PRPD-Musteraufnahmen gezeigt.



Fazit

In dieser Untersuchung wurde die Leistung kompakter UHF-Teilentladungsdetektoren für die Integration in Transformatorüberwachungssysteme bewertet. Die Analyse des Rückflussdämpfungsfaktors und die UHF-PRPD-Muster im Vergleich zur IEC 60270 zeigten, dass die Antenne Echo 1A die IEC-Ergebnisse gut abbildet. Daher hat diese kleine und kostengünstige Antenne das Potenzial, in multidimensionalen Überwachungssystemen eingesetzt zu werden, wenn sie mit geeigneten Datenakquisitions- und Auswertungstechniken kombiniert wird.

Explosion Prevention Potential for Transformers by Using Fiber Optic Sensors to Detect Arcs Fastly

Aref Sharifi¹, Moritz Kuhnke¹, Peter Werle¹, Asghar Akbari²

¹ Leibniz University Hannover, Institute of Electric Power Systems

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

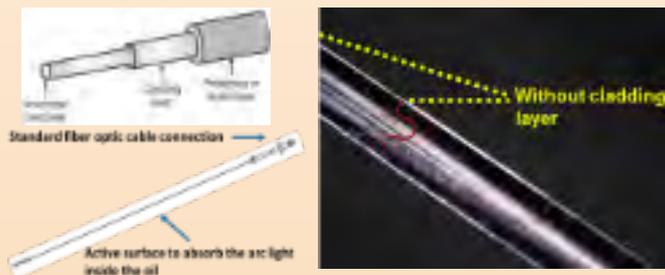
² Electrical Engineering Department, K.N. Toosi University of Technology, Tehran, Iran

Abstract

A newly introduced sensor can rapidly detect arc light within a transformer. This sensor, built with an optical cable, can identify arc faults in oil. The detection time for faults is just a couple of microseconds with this optical system, allowing the issue to be recognized before the pressure inside the transformer tank rises and reduces the risk of explosion.

Fiber optic sensor

The patented fiber optic sensors offer several advantages for use inside transformers, including resistance to high temperatures and EMI noise. They are easy to install and do not negatively impact transformer insulation systems. Fiber optic cables are composed of three layers: core, cladding, and protection. Since transformer oil has a similar refractive index to the cladding, removing the cladding can allow the oil to act as a mirror, helping the fiber optic function as a sensor during arcing events. This delicate removal process is verified under a microscope



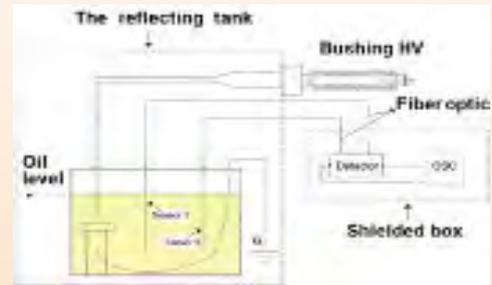
Signal receiver system

When the fiber optic sensor receives the signal from the light, it is transferred through the fiber optic cable into a specially designed electric circuit. This circuit is integrated with various active and passive components to detect arc light and convert it into a voltage signal. It characterizes as a transimpedance circuit and special semiconductor device is used to produce current from the received light which is referred to as a photodiode.

The test setup

In this setup, fiber optic sensors are placed at two different distances (7 cm and 22 cm) from an arc source within an oil-filled glass container inside a reflective tank.

The sensors transmit signals through optical cables to a separate chamber with a detector and oscilloscope, all housed in aluminum to shield against EMI waves generated by the arc. The entire system runs on batteries to further minimize EMI interference, with only non-conductive optical cables entering the chamber. The project focuses on studying arc light emission in different oils and temperatures, successfully filtering out EMI noise so that only the optical signal is measured. The reflective tank can also influence temperature changes during the experiments.



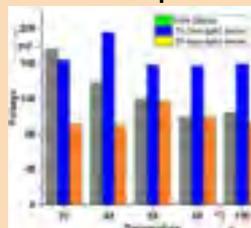
The results

- The sensor was able to detect the arc well even in aged oil at higher temperatures
- The surface of the sensor is not affected by the aging of the material inside the oil during the aging process at high temperature
- The patented sensor can prevent explosions and other dangerous consequences in the future

Microscope image of sensor surface quality – GTL oil



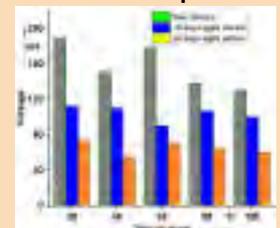
Signal profile of GTL oil at different temperature



Microscope image of sensor surface quality – mineral oil



Signal profile of mineral oil at different temperature



Einfluss von Wasser bei der Bildung von höherwertigen Kohlenwasserstoffen infolge von verschiedenen Transformatorfehlern

Kristin Homeier¹, Peter Werle¹, Dorit Wilke², Michael Hahn²

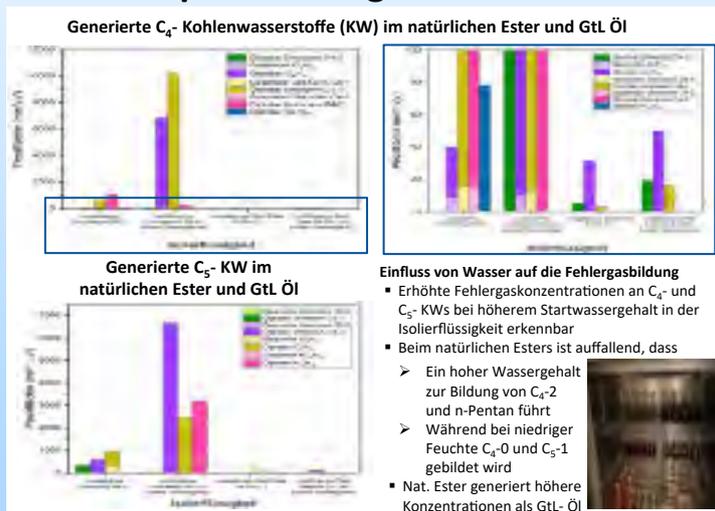
¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

² ECH Elektrochemie Halle GmbH, Halle(Saale), Germany

Kurzfassung

In diesem Beitrag wird der Einfluss der Ausgangsfeuchte in der Isolierflüssigkeit auf deren Gasbildungsverhalten infolge verschiedener Transformatorfehler untersucht. Vor allem die alternativen Esterflüssigkeiten weisen hohe absolute Feuchten auf. Bei allen Transformatorfehlern und auch Isolierflüssigkeiten konnte ein signifikanter Einfluss von Wasser festgestellt werden.

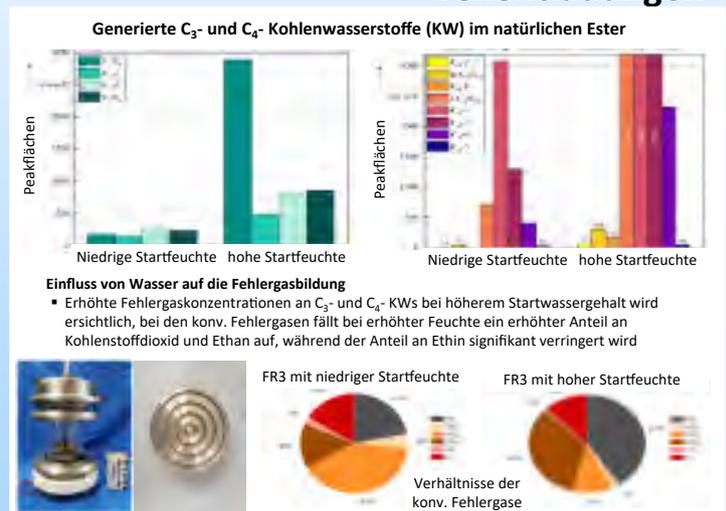
Öl- und Papieralterung



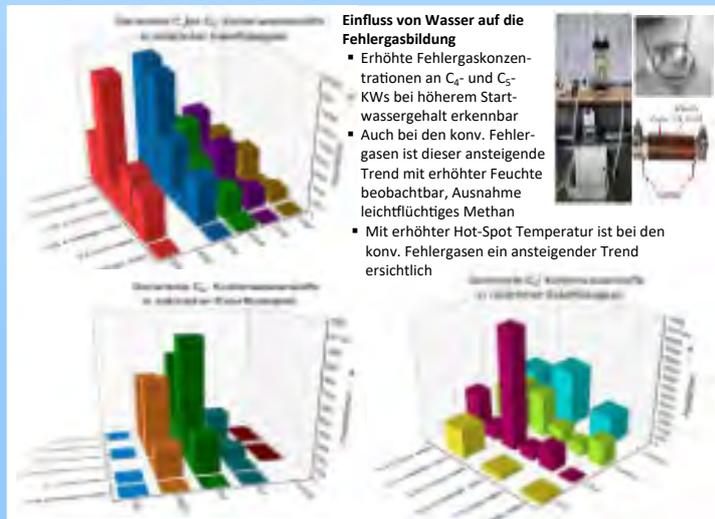
Detektion höherwertiger Fehlergase

Es wurde ein Prototyp entwickelt, mit dem neben den konventionellen Fehlergasen ebenfalls höherwertige C₃- bis C₅- Kohlenwasserstoffe(KW) detektiert werden können. Dieses System wurde zunächst lediglich für i- und n-Butan und i- und n-Pentan kalibriert. Es wurden aber weitere höherwertige KWs detektiert, die als unbekannte, aber zumindest mit der C-Atom Anzahl gekennzeichnet werden.

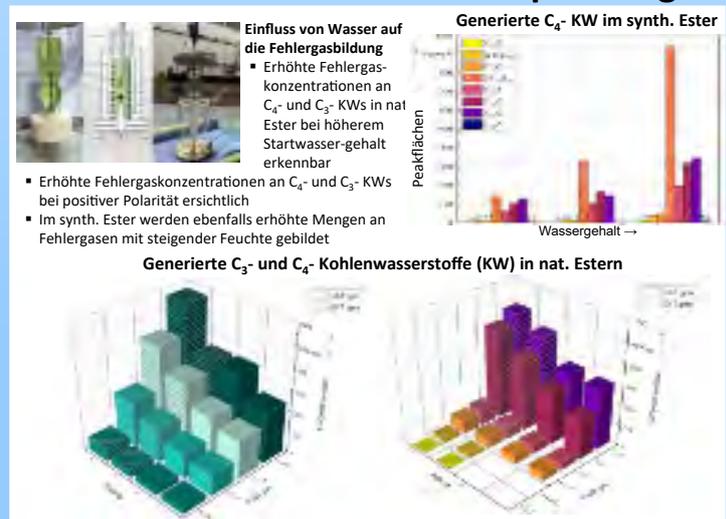
Teilentladungen



Thermischer Fehler



Blitzstoßspannungen



Zusammenfassung

In den Isolierflüssigkeiten wurden infolge der Nachbildung von Transformatorfehlern (PA/OA-Fehler, T- Fehler, TE-Fehler sowie D-Fehler) im Labor neben konventionellen Fehlergasen auch noch verschiedene höherwertige Kohlenwasserstoffe generiert.

Dabei konnte zudem ein signifikanter Wassereinfluss auf das Gasbildungsverhalten der Isolierflüssigkeiten beobachtet werden: mit erhöhter Startfeuchte wurden auch erhöhte Fehlergaskonzentrationen an höherwertigen Kohlenwasserstoffe generiert. Ferner wurden auch andere Fehlergasarten bei unterschiedlichen Ausgangswassergehalten der Isolierflüssigkeiten detektiert.

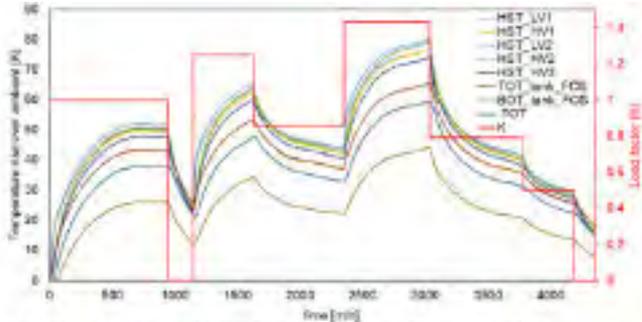
Dynamisches Feuchtigkeitsgleichgewicht in flüssigkeitsgefüllten Transformatoren

Ebrahim Rahimpour, Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Schweinfurt, Deutschland

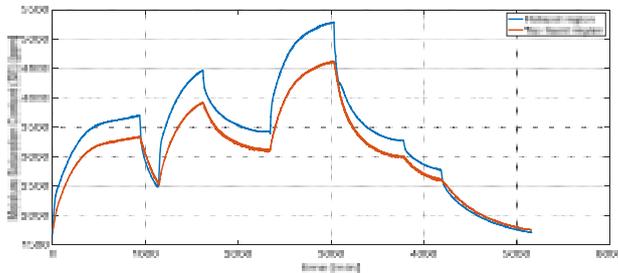
Ali Al-Abadi, Hitachi Energy, Brilon, Deutschland

Ahmed Gamil, Hitachi Energy, Bad Honnef, Deutschland

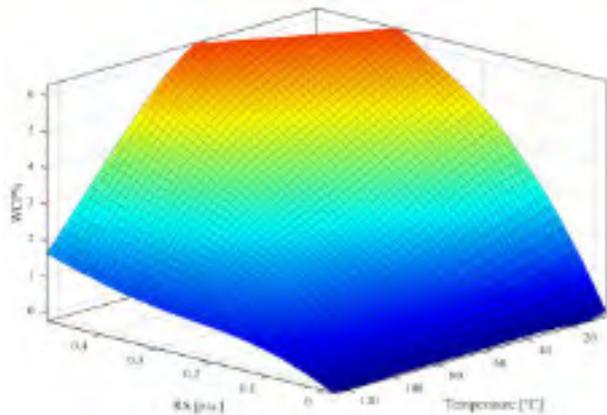
Beschreibung der Methode



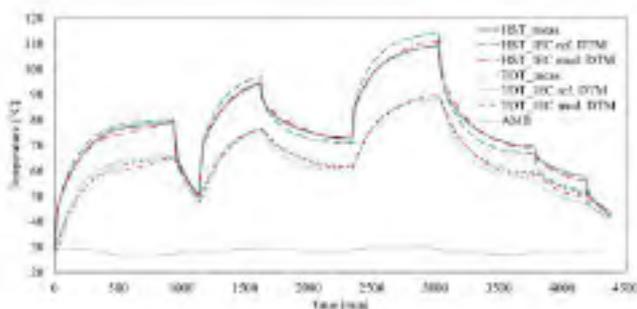
Aufgezeichnete Temperaturen während des dynamischen Belastungs mit variabler Stufe



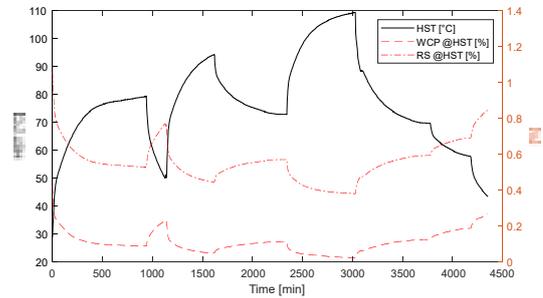
Die dynamischen Feuchtigkeitsättigungskurven des flüssigkeitsgefüllten SE-Transformators im Hotspot-Bereich und im oberen Jochbereich



Isotherme Gleichgewichtskurven, die die relative Feuchtigkeit des synthetischen Esters mit dem Wassergehalt des Papiers bei verschiedenen Temperaturen in Beziehung setzen



Vergleich der berechneten und gemessenen Temperatur der oberen Flüssigkeit (TOT) und des Hotspots (HST) unter Verwendung der IEC und des modifizierten DTM



Veränderung des Wassergehalts im Papier (WCP) und der relativen Feuchtigkeitsättigung in der Flüssigkeit im Hotspot-Bereich versus die Temperatur

Zusammenfassung

Es wird die Bestimmung des Feuchtigkeitsgehalts in flüssigen und festen Isolierstoffen in ein dynamisches thermisches Modell implementiert, das die Feuchtigkeitsättigung und den validierte Gleichgewichtsfeuchtigkeitsmechanismus zwischen Papierisolation und Flüssigkeiten als Funktion der Temperatur verwendet.

Die Fallstudientransformator, 630 kVA, 30 kV $\pm 5 \times 1.5\%$ / 400 V, wurde mit faseroptischen Sensoren in den Wicklungen und ausgestattet. Die in Form von Temperaturschwankungen berechnete Feuchtigkeitsättigung der Flüssigkeit zeigt, wie Feuchtigkeitsättigung sich im Transformator je nach Lokal und Belastungsprofil variiert. Sie bestätigt die große Differenz zwischen der Sättigungszeitkonstante der Flüssigkeit in der Hotspot-Region im Vergleich zum Restvolumen der Flüssigkeit, was auf eine interne Migration von Feuchtigkeit zwischen den Flüssigkeitsebenen von innerhalb nach außerhalb der Wicklung und umgekehrt hindeutet.

Der vorgeschlagene relative Sättigungsquotient, d. h. der Quotient der relativen Feuchtigkeitsättigung zwischen dem Hotspot-Bereich und dem oberen Flüssigkeitsbereich, überschreitet 1, wenn der Hotspot-Gradient unter null fällt, d. h. während der Abschaltzeiten. Daher wird empfohlen, eine Flüssigkeitsprobe zur Messung des Wassergehalts zu entnehmen, während der Transformator ausgeschaltet ist, um einen neuen Referenzwert für das Modell zu erhalten. Die Studie geht einen Schritt weiter und nutzt den Feuchtigkeitsgleichgewichtsmechanismus zwischen Papier und Flüssigkeit, um den Wassergehalt im Papier auf der Grundlage von Temperaturschwankungen zu bestimmen. Das Modell geht davon aus, dass der Wassergehalt in der Flüssigkeit aufgrund der kontinuierlichen Flüssigkeitszirkulation während des Betriebs überall im Transformator tank gleich ist.

Ein Hotspot-Sensor ermöglicht einen direkten Zugriff auf den Hotspot-Bereich, um die relative Feuchtigkeitsättigung zu berechnen, aus der der Wassergehalt im Papier im Hotspot-Bereich anhand von Gleichgewichtskurven ermittelt werden kann.

Der Wassergehalt im Papier schwankt bis zu einem gewissen Grad mit der Hotspot-Temperatur, da das Modell versucht, die Werte bei Temperaturen zu schätzen, für die noch keine Gleichgewichtskurven vorliegen. Der resultierende Wassergehalt könnte jedoch als Indikator dafür dienen, wie die Feuchtigkeit zwischen fester Isolation und Flüssigkeit im Hotspot-Bereich wandert.

Diese Studie zeigt, dass es möglich ist, eine dynamische Modellierung von Transformatoren zu entwickeln, die thermische und dielektrische Aspekte abdeckt und nicht nur bei der Untersuchung des thermischen Verhaltens während des Betriebs, sondern auch bei der Zustandsbewertung der festen und flüssigen Isolation vor Ort hilfreich ist.

[1] D. Susa, M. Lehtonen, H. Nordman "Dynamic thermal modelling of power transformers", *IEEE Trans. Power Deliv.* 2005, 20, 197-204.
 [2] M. Novkovic, Z. Radakovic, F. Torriano, P. Picher "Proof of the Concept of Detailed Dynamic Thermal-Hydraulic Network Model of Liquid Immersed Power Transformers", *Energies* 2023, 16, 3808. <https://doi.org/10.3390/en16093808>.
 [3] Z. Radakovic, M. Jevtic, B. Das "Dynamic thermal model of kiosk oil immersed transformers based on the thermal buoyancy driven air flow", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 92, 2017, Pages 14-24, ISSN 0142-0615.
 [3] A. Al-Abadi, A. Gamil, P. Klys, R. Daszkiewicz "New Concepts on Dynamic Thermal Behavior of Ester Liquid-filled Distribution Transformers". *Cigre SC A2 & 6. Internationales Kolloquium. Transformer Research and Asset Management*, 29. November - 2. Dezember 2023, Split, Kroatien.

Equipment für die Transformatorölanalyse



Kontaminationsfreies Ölprobenentnahmeset

- Um eine zuverlässige Ölprobe gemäß IEC/ASTM zu erhalten, vermeiden Sie Fehlinterpretationen Ihrer Laborergebnisse
- messen Sie gleichzeitig die Öltemperatur
- vermeiden Sie Verunreinigung mit der Umgebungsluft oder Schmutzpartikel



MobileGC

- tragbare DGA-Geräte zur Analyse von 9/11 Gasen
- gemäß ASTM D3612 / IEC 60567
- direkte Analyse von Buchholzgasen
- mit Vakuumentgasungseinheit
- mit Software-Package-Expertsystem zur sofortigen Analyse der ermittelten Ergebnisse

TOP TOGA

- DGA-Analyse nach ASTM D3612 / IEC 60567
- mit Autosampler 16/32 und Spritze 50 / 100ml
- vollautomatische Vakuumentgasung
- Analyse von 11 Gasen mit hoher Empfindlichkeit
- mit Software Package Expertsystem zur sofortigen Analyse der ermittelten Ergebnisse



SIGMA 2000

- Grenzflächenspannungs-Messgerät
- Vollautomatische Messung ihrer Ölprobe
- Gemäß ASTM D971/IEC 60422



Pocket TitratorKF

- Messung des Wassergehalts unter Verwendung der Karl-Fisher-Methode
- vollautomatische Messung von niedrigen Konzentrationen mit hoher Präzision



TDM 4000

- Automatische dielektrische Tan Delta & Widerstandsmessung
- Heizkammer mit automatischer Temperaturkontrolle
- automatische Entleerung der Messzelle
- mit Drucker und Kalibrator



www.energy-support.de

Filteranlage ES 2000 Trafo-Trocknung ohne Nutzungsausfall



Verlängern Sie die Lebensdauer Ihres Transformators mit dem Filtersystem ES 2000 zur stationären und kontinuierlichen Trocknung und Pflege von Isolierung und Transformatoröl.

Filteranlage ES 2000



- kontinuierliche Trocknung und Pflege (24/7) für:
 - stabile Durchschlagfestigkeit > 70 kV
 - niedrigen Wassergehalt < 10 ppm
- All-in-One - entfernt alle Verunreinigungen:
 - Wasser, Schwebstoffe, Ölabbauprodukte und Säuren
- Fein- und Tiefenfiltration:
 - > 3 µm absolut, < 1 µm nominal
 - extrem hohe Aufnahmekapazitäten
- Filtermaterial aus 100 % Naturfasern entspricht Forderungen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes
- leicht installierbar, wartungsarm und energiesparend
- unabhängiger Kreislauf
- individuell modifizierbar

Ihre Vorteile:

- Trocknen Sie Ihren Transformator, ohne die Gas-in-Öl-Analyse zu beeinflussen und ohne Nutzungsausfall
- Maximieren Sie den Schutz vor Kurzschlüssen und optimieren Sie damit die Betriebssicherheit
- Gewährleisten Sie zuverlässigere Schaltvorgänge durch weniger Ablagerungen und Abbrand
- Erhöhen Sie den Wirkungsgrad Ihres Transformators
- Profitieren Sie von weniger Servicearbeiten und Revisionen
- Verlängern Sie die Lebensdauer von Öl, Isolierung, Schaltern und Transformator - so sparen Sie Ressourcen und CO₂-Emissionen

In diesem Sinne organisieren wir unsere jährlichen TLM-Konferenzen. Ziel ist es, eine optimale Nutzung und eine Verlängerung der Lebensdauer bei Transformatoren, sowie eine Verringerung von unplanmäßigen Ausfällen zu erreichen

Sind Sie daran interessiert mehr zu erfahren und Ihr Wissen auf der Transformer Life Management Conference zu teilen?

Ebenso organisieren wir In-House Seminare zum Thema Ölanalysen und Vermeidung von Fehlinterpretationen von Isolierölproben. Sprechen Sie uns an, wir helfen Ihnen sehr gerne weiter.

www.energy-support.de



1

Verantwortung
Mensch und Umwelt

2

Dekarbonisierung

3

Zirkularität

EconIQ™ Portfolio

- Nachhaltigkeit entlang der Wertschöpfungskette bei der Transformatorenherstellung
- Transparente Aufarbeitung von Informationen
- Innovative maßgeschneiderte Lösungen
- Enge und vertrauensvolle Zusammenarbeit mit unseren Kunden



Upcycling von Transformatoren

- Verbesserte Performance durch Leistungserhöhung
- Geringere Betriebskosten durch Reduktion der Verluste
- Anpassung an heutige Standards durch die Reduktion der Geräusche
- Wiederverwendung von Komponenten z. B. Kessel, kürzere Lieferzeit und bessere CO₂-Bilanz
- Herstellerunabhängig

Next level.



ETOS® ermöglicht die Auswertung und Erfassung aller relevanten Betriebsdaten des Leistungstransformators: zum Beispiel die Überwachung des Stufenschalters oder Auswertungen zur Auslastung des Transformators. ETOS® hilft, den Betrieb und die Wartung zielgerichtet zu planen. Das offene System kann auch Fremdsensoren anbinden und dadurch sämtliche Signale im Schrank vereinen. Mit ETOS® bestens gerüstet für die Zukunft!

reinhausen.com



THE POWER BEHIND POWER.

Grid Technologies Service

Transformer Lifecycle
Management



[siemens-energy.com/tlm](https://www.siemens-energy.com/tlm)

Siemens Energy Transformer Lifecycle Management

**Nachhaltig, wirtschaftlich, verbindlich.
Alles aus einer Hand.**

Auf der TLM-Konferenz 2024 präsentieren wir in Vorträgen und Workshops diese aktuellen Themen unseres Portfolios:

Zustandsdiagnose und Onsite-Maßnahmen an Leistungstransformatoren Anhand echter Fälle zeigen wir, wie unterschiedliche Fehler Szenarien mithilfe spezieller Verfahren rechtzeitig erkannt und vor Ort behoben werden können. Dazu gehören u. a. Fehlerdiagnostik und Zustandsbeurteilung mittels Ölanalytik, elektrischer Diagnoseverfahren, Monitoring sowie Ortungsverfahren. (Marc Weber)

Über Autobahnbrücken und Leistungstransformatoren Netzbetreiber in Europa und Nordamerika kämpfen mit langen Lieferzeiten für neue Leistungstransformatoren. Sie werden dringend benötigt für den Ausbau der Übertragungsnetze im Rahmen der Energiewende. Wir beleuchten die Hintergründe der aktuellen Situation und geben potenzielle Handlungsempfehlungen. (Thomas Kessler)

Gas- in Öl-Analysen in Mineralölen, Ester- und Silikonflüssigkeiten: Gemeinsamkeiten und Unterschiede Trotz ähnlicher Gasmuster synthetischer und natürlicher Ester und Mineralölen bei Teilentladung, Entladung und thermischen Störungen können die einzelnen Gaskonzentrationen unterschiedlich sein. Beispiele aus dem Betrieb von Geräten mit unterschiedlichen Isolierflüssigkeiten werden vorgestellt und erläutert. (Ivanka Atanasova-Höhlein)



Transformatoren-Materialien und deren Einfluss auf die Diagnose Transformatoren bestehen aus vielen unterschiedlichen festen und flüssigen Isolierstoffen und Leitern sowie unterschiedlichen Hilfsstoffen. Die Stoffe im Aktivteil unterliegen einer Wechselwirkung, die sich auch auf die Diagnostik der Isolierflüssigkeiten auswirkt. Wir stellen einige dieser Stoffe und deren Einfluss auf die Diagnose vor. (Ivanka Atanasova-Höhlein)

Besuchen Sie uns an unserem Siemens Energy Stand.

Unser Team vor Ort freut sich auf interessante Gespräche mit Ihnen.

Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Grid Technologies Service
Humboldtstr. 64, 90459 Nürnberg, DE

Telefon: +49 911 6505 6505

E-Mail: support@siemens-energy.com

© Siemens Energy, 2024



Fachgebiet

Hochspannungstechnik und Asset Management

Schering-Institut

Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

Leistungsangebot

- Beratung und Gutachten im Bereich der Hochspannungstechnik
- Begutachtung von Schäden an Hochspannungskomponenten (Transformatoren, Kabel, GIS, Motoren/Generatoren)
- Hochspannungsprüfungen von Geräten und Isolierstoffen
- Unterstützung bei Entwicklungsprojekten
- Prüfung von Isolierstoffen für Motoren (e-Mobility)
- Kolloquien und Seminare

Technische Ausstattung

- Prüfquellen:
 - Stoßspannung 3 MV, 300 kJ
 - Wechselspannung 800 kV, 1A, 50 Hz
 - Stoßstrom 200 kA, 300 kW
 - Gleichspannung 800 kV, 100 mA
- Geschirmte Räume für Teilentladungsmessung und Teilentladungsortung
- Klimatisierte Messzellen für dielektrische Untersuchungen an flüssigen und festen Isolierstoffen
- Verlustfaktormesseinrichtungen: bei Hochspannung (50 Hz) und Niederspannung (10 Hz - 100 kHz)
- Nachbildung direkter und indirekter Effekte von Blitzentladungen
- Dauerversuchsstände für Materialuntersuchungen mit hohen Losgrößen
- Anlagen zur Herstellung von Prüfkörpern mit Kunststoffpressen, Extrudern und Harz-Gießanlage
- Umfangreiches Labor zur Analyse von Isolierflüssigkeiten sowie von gelösten und ungelösten Gasen



Wherever You Power, There's a HyVolt Solution

For decades, Ergon has earned the reputation as a leader in the mineral insulating fluids industry. In order to meet our customers' needs and offer more solutions for unique insulating applications, HyVolt is introducing a line of natural and synthetic esters to complement our already strong portfolio of mineral insulating oils. And we'll continue to serve you with the outstanding customer service and support you've come to expect from Ergon and HyVolt.

ERGON

HyVolt
| Dielectric Fluids

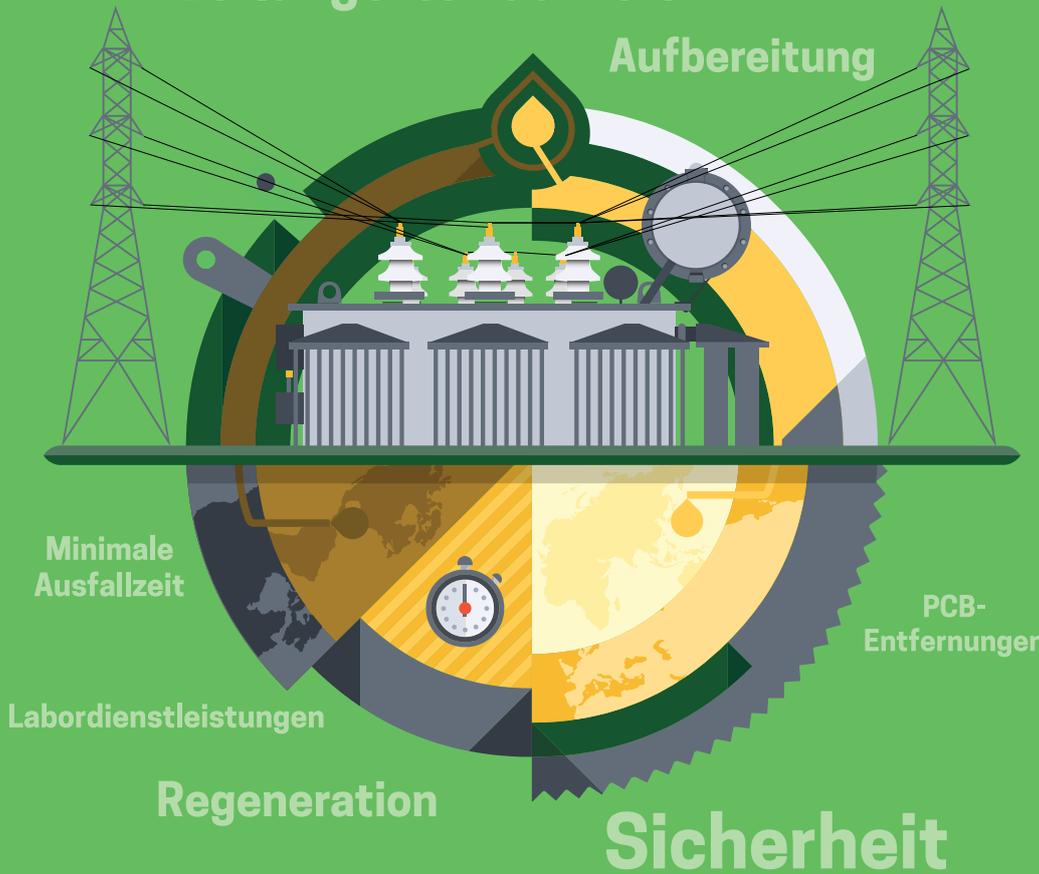
VISIT HYVOLT.COM FOR MORE
INFORMATION AND EXPLORE YOUR
OPTIONS WITH HYVOLT.

Tiefenreinigung

Verlängerte Laufzeit

Aufbereitung

eos
TRUSTED PURITY



Verlängerte Transformatorenlaufzeit durch Isolieröl-Serviceleistungen

Erhöhen Sie die Leistung und Lebensdauer Ihrer Transformatoren und vermeiden Sie mögliche, unerwartete Ausfälle. Electrical Oil Services (EOS) bietet Ihnen als führender Anbieter für neues und wiedergewonnenes Isolieröl ein umfangreiches Servicepaket:

- ❖ Vakuumbefüllung von neuen Transformatoren mit Trocknung und Entgasung des Öls
- ❖ Verlängerte Transformatorenlaufzeit durch Regeneration vor Ort
- ❖ Aufbereitung des Transformatorenöls im Betrieb
- ❖ Umfassende Labordienstleistungen und technische Unterstützung
- ❖ EOS „Closed Loop“-Modell – wir holen gebrauchtes Isolieröl ab und bereiten es zu neuwertiger Ölqualität (IEC 60296) auf

Seit mehr als 60 Jahren unterstützt EOS sowohl die Stromversorgungsbranche als auch Industrieunternehmen, die gesetzlichen Anforderungen für eine umweltfreundliche und kosteneffiziente Energieversorgung einzuhalten und wertvolle Ressourcen zu schonen.



Elektromotoren und Gerätebau Barleben GmbH

#RELAY ON US #SAFETY FIRST #TRANSFORMER PROTECTION #SAFETY FIRST #RELAY ON US

UPGRADE YOUR TRANSFORMER PROTECTION

DIGITAL BUCHHOLZ RELAY



- / PLUG & PLAY - digital output for all signals via Modbus RS485
- / Combines robust design with advanced sensor technology
- / Early fault recognition
- / Detects fault gases from a gas volume of 50 cm³
- / Seamless usability for new-built & retrofit projects

HERMETIC TRANSFORMER SWITCH HTS 2.0



- / With integrated sight glass
- / Optimized pressure switch fitting
- / Up to 2 additional pressure controller
- / Including temperature monitoring PT100
- / On-site-test function
- / Designed for easy gas & oil sampling on site
- / Suitable for new-built & retrofit

WWW.EMB-ONLINE.DE

Please contact us for further information: ✉ sales@emb-online.de ☎ +49 39203 790



What should happen to transformer oil at the end of its life? It gets to meet its maker.

Like every other responsible business, we're fully committed to a circular economy. Recently, we've taken a huge leap in the area of transformer fluids. NYTRO® RR 900X is a re-refined premium transformer fluid – needed to prevent power transformers from overheating – that meets the toughest IEC demands. What about performance? Studies show it's equal or even superior to traditional virgin mineral transformer oils.



Ölseminar- Diagnostik

für Öltransformatoren
mit praktischen Messungen im Labor



**Steigern Sie die Anlagenverfügbarkeit
Vermeiden Sie Missinterpretationen
Ihrer Analyseergebnisse.**



ENERGY SUPPORT

Eine Erhöhung der Verfügbarkeit und somit eine kostengünstige Instandhaltungsstrategie benötigt Diagnosetechniken die den Zustand des Transformators abbilden. Daraus lassen sich unplanmäßige Instandhaltungen vermeiden und eine hohe Nutzungsdauer ermöglichen. In diesem Seminar erhalten die Teilnehmer einen Überblick über die gängigen Möglichkeiten der Vor Ort Diagnose und der Laboranalyse. Anhand von praktischen Versuchen erlernen sie die Handhabung der diversen Messmethoden und die Bewertung der Analyseergebnisse.

Themen:

- **Grundlage der Isolieröle**
- **Analysemethoden**
- **Normgerechte Kontaminationsfreie**
- **Ölprobenentnahme am Trafo Entstehung von Fehlergasen**
- **Grundlagen der Gas in Ölanalyse**
- **Bewertung der Analyseergebnisse**

weitere Informationen unter:
www.energy-support.de/seminare

Zielgruppe:

Ingenieure, Techniker und Elektromeister aus dem Bereich Planung, Prüffeld, Betrieb und Instandhaltung

Die Anzahl der Teilnehmer ist beschränkt. Es zählt die Reihenfolge der Anmeldungen

Save the Date

TLM 2025



Transformer designed by artificial intelligence

15.-16. September 2025
Maritim Hotel Würzburg