

TLM 2023

16. Transformer-Life-Management Konferenz



18. - 19. September
Mercure Hotel Maininsel
Schweinfurt

TLM 2023



Die TLM ist die Veranstaltung rund um die Themen Leistungstransformatoren, zuverlässiger Betrieb und optimierte Wartung. Die Konferenz fokussiert sich auf effektive und effiziente Lösungen für eine lange Lebensdauer, hohe Betriebssicherheit sowie reduzierte Wartungszeiten und Ausfälle von Transformatoren.

Zu den rund 20 Referenten zählen Betreiber, Hersteller, Entwickler und Wissenschaftler, die ihre Erfahrungen teilen und den aktuellen Stand der Forschung im Bereich Diagnose und Materialforschung präsentieren. Themen wie neue Isolierstoffe, Diagnoseverfahren, kontinuierliche Überwachung, Zustandsbewertung und Asset Management Methoden, aktuelle Entwicklungen im Energiesektor sowie Forschung und Entwicklung stehen im Fokus.

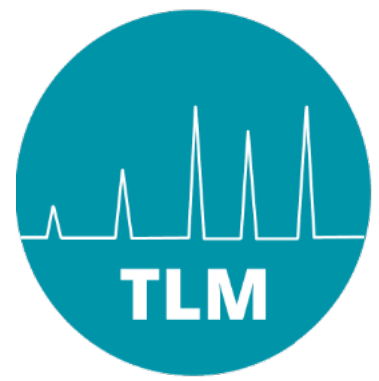
Die Fachausstellung mit ca. 25 Ausstellern bietet zusätzliche Möglichkeiten für Diskussionen. Ergänzend finden an beiden Tagen praxisorientierte Workshops statt.



Sponsoren und Aussteller



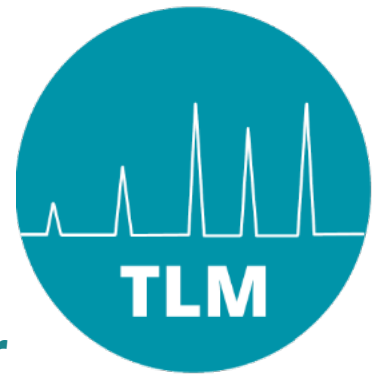
Programm



Tag 1: Montag 18. September

		Seite
10:00 - 11:00	Check-in und Begrüßungssnack	
11:00 - 13:30	Themenblock I - Einführung	
	Begrüßung und Einführung Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)	
	Von Influencern – Tekkies & Work-Life-Balancern oder Von der Kunst, die Next Generation noch zu begeistern Ansgar Hinz (VDE)	8
	Veränderung des Stromsystems durch die Energiewende Mirjam König (Transnet BW)	9
	Energiewende, Wärmewende und Verkehrswende in Schweinfurt Thomas Kästner (SW Schweinfurt)	21
	Internationale Normung für isolierende Flüssigkeiten und Gase und ihre Bedeutung für Hersteller und Betreiber Dr. Ivanka Höhlein (IEC TC 10 Chair)	22
	Vorstellung der Ausstellung und der Workshops	
13:30 - 15:30	Pause: Mittagessen, Fachausstellung	
	Workshop A und C (13:45 - 14:15) Workshop B und D (14:30 - 15:00) Postersession (14:00-15:00)	
15:30 - 17:00	Themenblock II - Neue Systeme	
	Semiconductors - A High Power Device in the Power Conversion System for the Energy Transition Tobias Aßhauer (Infineon)	32
	Transformers for Energy Conversion – BESS/Hydrogen Frank Cornelius (Hitachi Energy) und Helge Vandel Jensen (Danfoss Drives)	45
	On-Site Reparatur und Überholung von Transformatoren in Zeiten von ausgeschöpften Produktionskapazitäten Andreas Bär (Siemens Energy)	51
18:00	Abendveranstaltung	

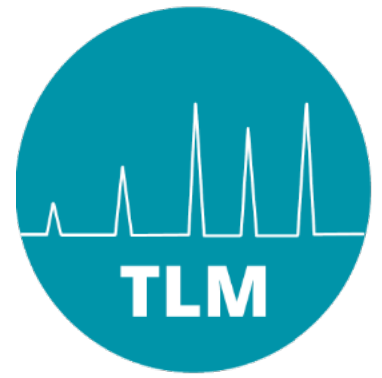
Programm



Tag 2: Dienstag 19. September

		Seite
8:00 - 10:00	Themenblock III - Diagnosemessungen	
	Richtig messen, technisch interpretieren - Trafodiagnose leicht gemacht? Guntmar Gunkel (idea metrology)	59
	Diagnose von Leistungstransformatoren mittels moderner Vibrationsanalyse Dr. Dennis Albert (Omicron)	66
	Neueste Entwicklung zur Zustandsbewertung der Isolation von Transformatoren und Durchführungen Lutz Hulka (Megger)	77
	Empfindlichkeitsanalyse Frequenzantworten realer und künstlicher Wicklungsdeformationen Dr.rer.nat. Lars Nilsson (BKW)	94
10:00 - 11:30	Pause: Kaffeepause, Fachausstellung	
	Workshop A und C (10:15 - 10:45) Workshop B und D (11:00 - 11:30) Postersession (10:15 - 11:15)	
11:30 - 13:00	Themenblock IV - Service	
	Nachhaltigkeit im Transformatorenservice – Best Practice Martin Kreck (Hitachi)	103
	Wartungsstrategien für Transformatoren aus technischer und wirtschaftlicher Sicht Thomas Kessler (Siemens Energy)	118
	Neue Verfahren zur Lebensdauererlängerung von Leistungstransformatoren Dr. Olaf Schmidt (CJC)	132
13:00 - 14:00	Pause: Mittagessen	
14:00 - 15:30	Themenblock V - Flüssigkeiten - Performance und Analyse	
	Key Aspects of Today and Future Landscape of Dielectric Fluids Dr. Bruce Phalavanpour (Ergon)	140
	LCA, Sustainability und Recycling Fähigkeit bei natürlichen Estern Mark-André Thelen (Cargill)	161
	Die Analyse gelöster Gase (DGA) zur Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren Andreas Hilgers (Vaisala), Juan Velasquez (Hubert Göbel)	174
15:30 - 15:45	Zusammenfassung durch Tagungsleiter - Verabschiedung - Ende der Konferenz	

Workshops



Workshop A:



Montag
13:45 - 14:15

Dienstag
10:15 - 10:45

Ausfallrisiko Trafo – Wichtigkeit einer professionellen Stufenschalterwartung – Kleine Ursache, große Wirkung

Christoph Häring
Maschinenfabrik Reinhausen

Workshop B:



Montag
14:30 - 15:00

Dienstag
11:00 - 11:30

Marktübliche und neue Isolierflüssigkeiten und deren Gas-in-Öl Verhalten

Montag: Ivanka Höhle, Carolin Schütt
Dienstag: Stephanie Pörnbacher, Christian Rehorek
Siemens Energy

Workshop C:



Montag
13:45 - 14:15

Dienstag
10:15 - 10:45

Chancen des Transformatorenservice im Werk und vor Ort

Oliver Derigs
Hitachi Energy

Workshop D:



Montag
14:30 - 15:00

Dienstag
11:00 - 11:30

Sustainability performance as value proposition in Transformers

Diana Gonzales
Hitachi Energy
Workshop in englischer Sprache

Postersession

Montag 14:00 - 15:00 und Dienstag 10:15 - 11:15

Die Poster finden Sie auch hier im Tagungsband ab Seite 194

Einschätzung des Papierzustandes von Leistungstransformatoren mittels etablierter Verfahren

Dr.-Ing. Sebastian Schreiter (HWTK Leipzig)

DP-Value Estimation using Machine Learning Methods

Prof. Dr.-Ing. Farouzi Derbl (HWTK Leipzig)

Betriebsmittel im hoch ausgelasteten Netz der Energiewende

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch (Hochschule Magdeburg-Stendal)

Einfluss der Herstellungsparameter auf die dielektrischen Eigenschaften eines Verbundstoffes für den Einsatz in gewickelten Trockentransformatoren

Javier Torres (Leibniz Universität Hannover)

Entwicklung einer infrarotbasierten Sensorik zur Identifizierung von Säuren im Papier

Büsra Özdemir (Leibniz Universität Hannover)

Digital Twin - Was ist das eigentlich ?

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

Untersuchung eines Online-Fehlertgasüberwachungssystems für hermetisch verschlossene Leistungstransformatoren

Behnam Balali (Leibniz Universität Hannover)

The possibility of fast arc detection using fiber optic sensors in transformers

Aref Sharifi (Leibniz Universität Hannover)

Case study by comparing PD failures on power transformers with prepared test cases

Oliver Derigs (Hitachi Energy)

Herausforderungen der Blitzstoßspannungsprüfung an Leistungstransformatoren - Überblick über die CIGRE Arbeitsgruppe A2.63

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

Einfluss von Wasser auf die Bildung von Fehlertgasen infolge von thermischen Transformatorfehlern

Kristin Homeier (Leibniz Universität Hannover)

Modellierung eines refraktiv-feldsteuernden Materials bei harmonisch verzerrter Spannung

Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber, Jun Ting Loh (Hochschule Zittau/Görlitz)

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, Teilentladungs-diagnose, 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 CIGRÉ 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.



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

TRÄNSNET BW

Veränderung des Stromsystems durch die Energiewende

VERSORGUNGSSICHERHEIT UND ENERGIEWENDE – EIN WIDERSPRUCH?

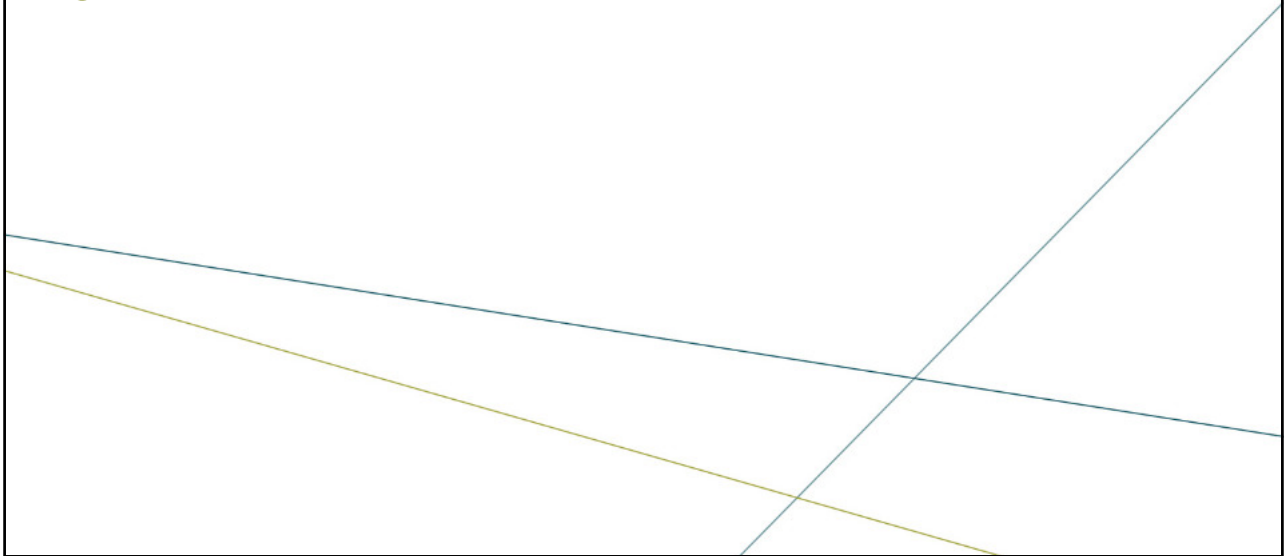
MIRJAM KÖNIG
TLM, Schweinfurt, 18. September 2023

TRÄNSNET BW

INHALT

- 01 TRANSNET BW – WER SIND WIR?
- 02 WAS BEDEUTET DIE ENERGIEWENDE FÜR UNS?
- 03 WORAN ARBEITEN WIR?
- 4 FAZIT - ENERGIEWENDE UND VERSORGUNGSSICHERHEIT – EIN WIDERSPRUCH?

01 TRANSNET BW – WER SIND WIR?

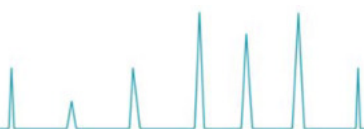


01 TransnetBW – Wer sind wir?

AUF EINEN BLICK



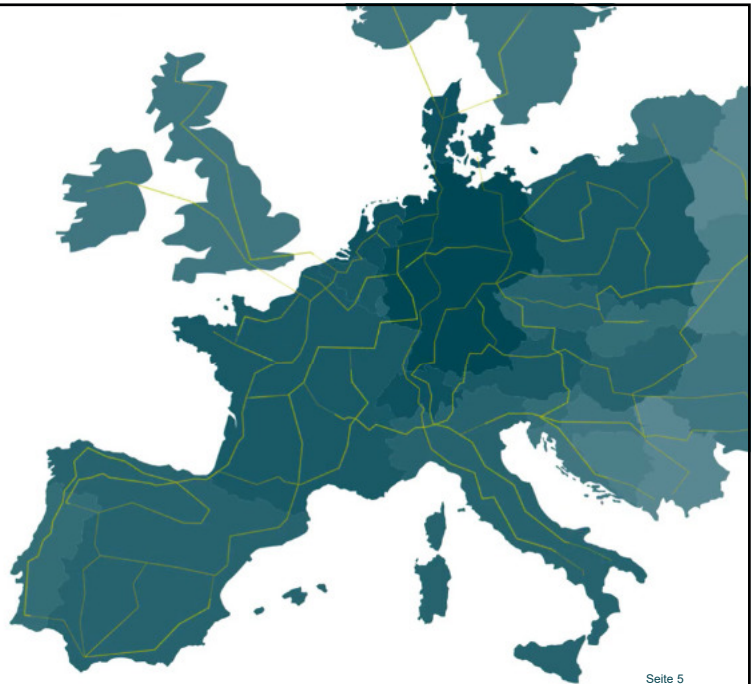
- / Zertifizierter unabhängiger Transportnetzbetreiber
- / 100-prozentiges Tochterunternehmen der EnBW
- / Mitarbeitende 1.249 (2022)
- / 34.600 km² versorgtes Gebiet
- / Bilanzsumme (HGB) 5 Mrd. € (2021)
- / 3.114 km Stromkreislänge (220 und 380 kV)
- / Umsatzerlöse (HGB) 9 Mrd. € (2021)
- / 50 Umspannwerke



01 TransnetBW – Wer sind wir?

IM HERZEN DES EUROPÄISCHEN VERBUNDNETZES

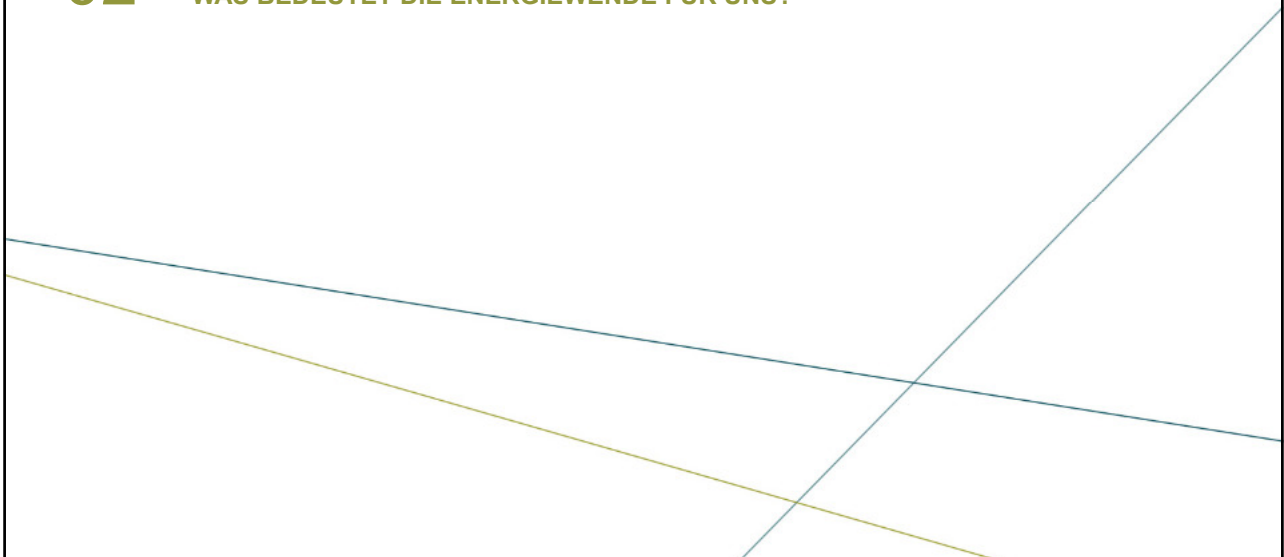
- / Als Übertragungsnetzbetreiber für Baden-Württemberg sorgen wir für den **Transport von Energie über Landesgrenzen** hinweg.
- / Wir **integrieren die erneuerbaren Energien** in das Stromsystem.
- / Zahlreiche Kuppelstellen integrieren das Netz von TransnetBW in das **nationale und europäische Verbundnetz**.



Seite 5

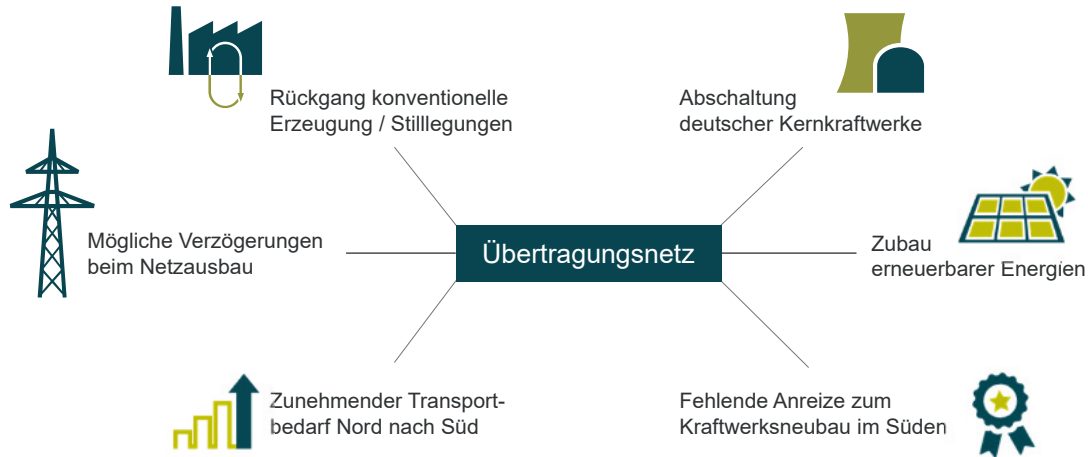
TRÄNSNET BW

02 WAS BEDEUTET DIE ENERGIEWENDE FÜR UNS?



02 Was bedeutet die Energiewende für uns?

KRAFTAKT ENERGIEWENDE!

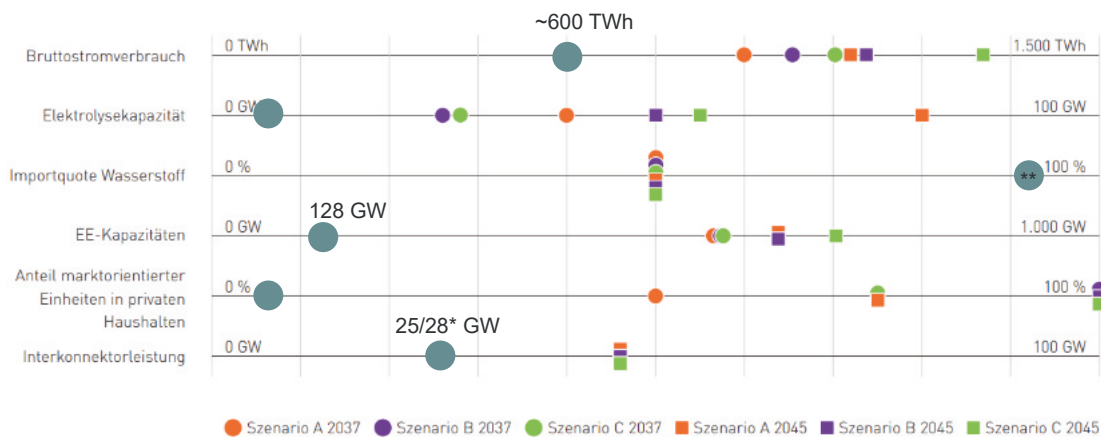


Seite 7

02 Was bedeutet die Energiewende für uns?

KLIMANEUTRALES DEUTSCHLAND BIS 2045

SZENARIORAHMEN 2. ENTWURF NEP 2037/45 VERSION 23



● Stand 2021/2022

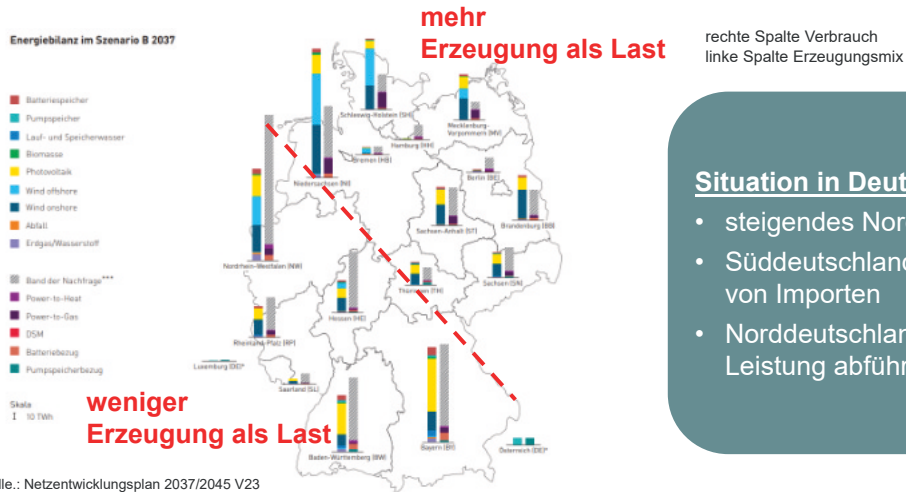
* Exportkapazität / Importkapazität

**hauptsächlich über Dampfpreformation aus Methan

Seite 8

02 Was bedeutet die Energiewende für uns?

NORD-SÜD-GEFÄLLE ERZEUGUNG UND VERBRAUCH ...



Situation in Deutschland:

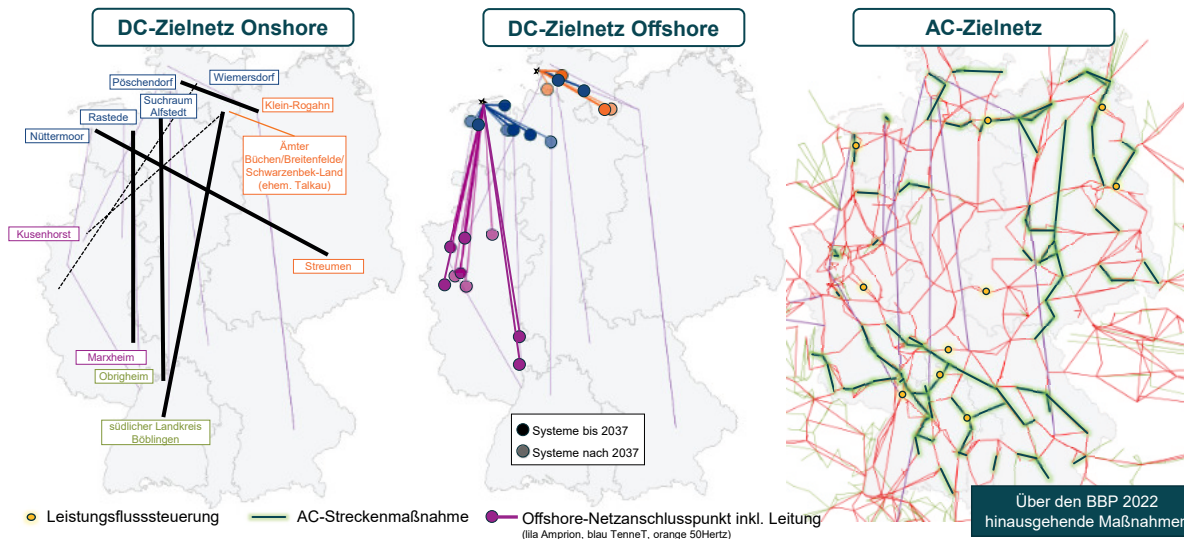
- steigendes Nord-Süd Gefälle
- Süddeutschland ist Abhängig von Importen
- Norddeutschland muss Leistung abführen können

Quelle.: Netzentwicklungsplan 2037/2045 V23

Seite 9

02 Was bedeutet die Energiewende für uns?

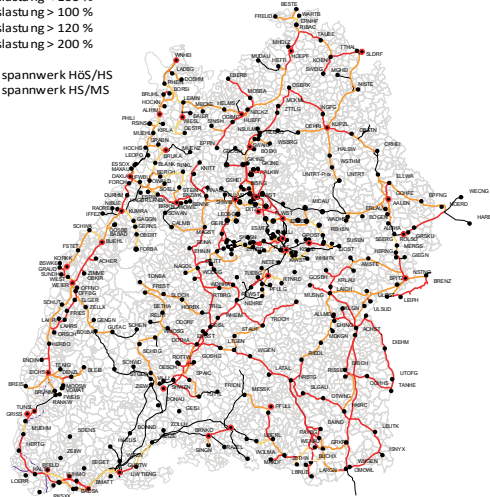
... FÜHRT ZU WEITEREM NETZAUSBAU GEMÄSS NEP 2023



02 Was bedeutet die Energiewende für uns?

HERAUSFORDERUNGEN AUCH IM VERTEILNETZ

- Auslastung < 100 %
- Auslastung > 100 %
- Auslastung > 120 %
- Auslastung > 200 %
- Umspannwerk H65/HS
- Umspannwerk HS/MS



Quelle.: Netze BW

Seite 11

Beispielhaft Situation in Baden-Württemberg:

- Basierend auf den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2023 muss auch das Verteilnetz massiv ausgebaut werden
- Führt wiederum zu Ausbau der Netzanschlüsse Verteilnetz-Übertragungsnetz

03 WORAN ARBEITEN WIR?



03 Woran arbeiten wir?

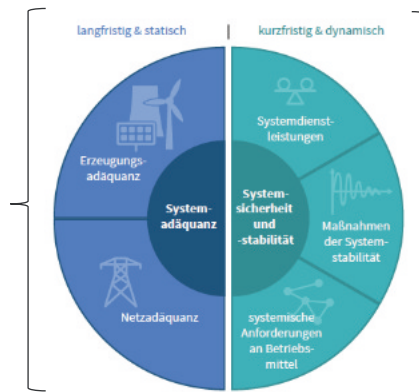
HERAUSFORDERUNG VERSORGUNGSSICHERHEIT

Erzeugungstäquanz

- ausreichend gesicherte Leistung aus thermischen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien, um die elektrische Nachfrage zu decken
- kritisch: kalte Dunkelflaute und Extremwetterereignisse
- vorbeugend: Kapazitätsreserve

Netzstäquanz

- ausreichende Übertragungskapazitäten zwischen gesicherter Leistung und Verbrauchern
- Kritisch: Starkwind- / Starklast
- Maßnahmen: Netzausbau /-verstärkung, lastflussoptimierende Betriebsmittel (Phasenschiebertransformatoren, HGÜs), Redispatch (Netzreservekraftwerke, besondere netztechnische Betriebsmittel) und Flexibilitäten (Netzbooster)



Laufender Betrieb

- Systemführung
- Regelleistung
- Redispatch
- Blindleistungshaushalt
- ...

Quelle Graphik: Cigre (1987): Power System Reliability Analysis Application Guide

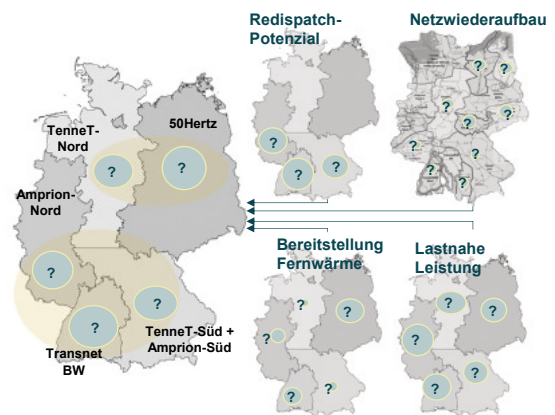
Seite 13

03 Woran arbeiten wir?

AKTUELLE DISKUSSION ZUR ERZEUGUNGSTÄQUANZ UND KRAFTWERKSVERORTUNG

KONTEXT

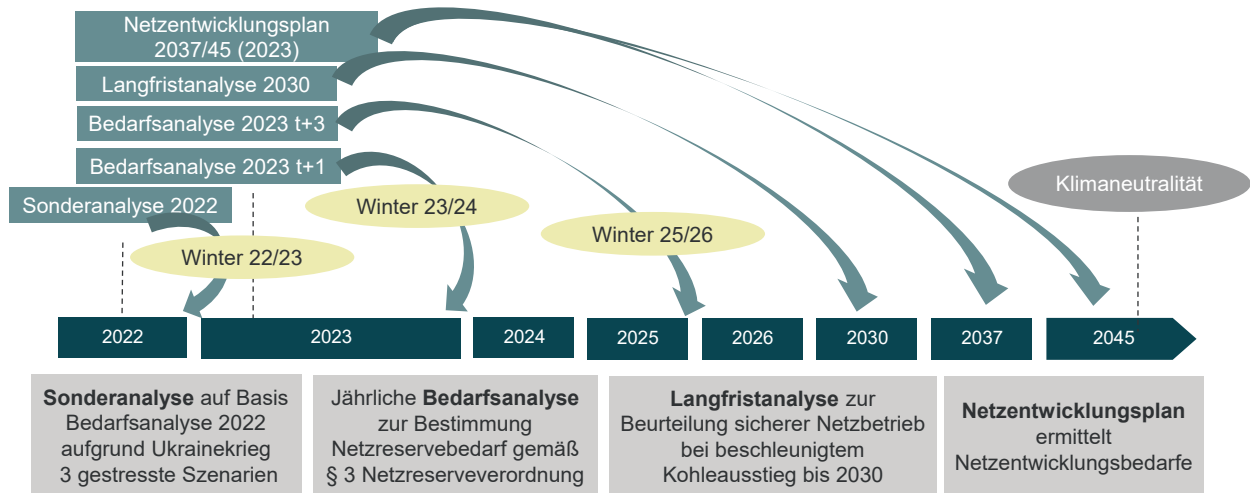
- / Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Versorgungssicherheitsmonitoring von 2022 einen Kraftwerkszubaubedarf von bis zu 21 GW ausgewiesen.
- / Die Übertragungsnetzbetreiber halten diese Größenordnung für plausibel.
- / Die Bundesregierung denkt an Ausschreibungen von Kraftwerksleistungen.
- / Wo sollen diese Kraftwerke sinnvoll und netzdienlich verortet werden?



Seite 14

03 Woran arbeiten wir?

AKTUELLE ANALYSEN ZUR NETZADÄQUANZ



03 Woran arbeiten wir?

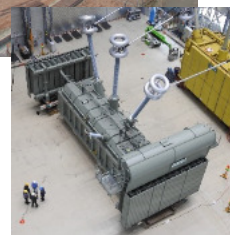
BETRIEBSMITTEL FÜR DIE SYSTEMSTABILITÄT



AC/DC-Konverter Philippsburg (Panoramafoto)



Kompensationskondensator (Umspannwerk Engstlatt)



Kompensationsdrosselspule (Werksabnahme)

Seite 16

03 Woran arbeiten wir?

INNOVATION NETZBOOSTER

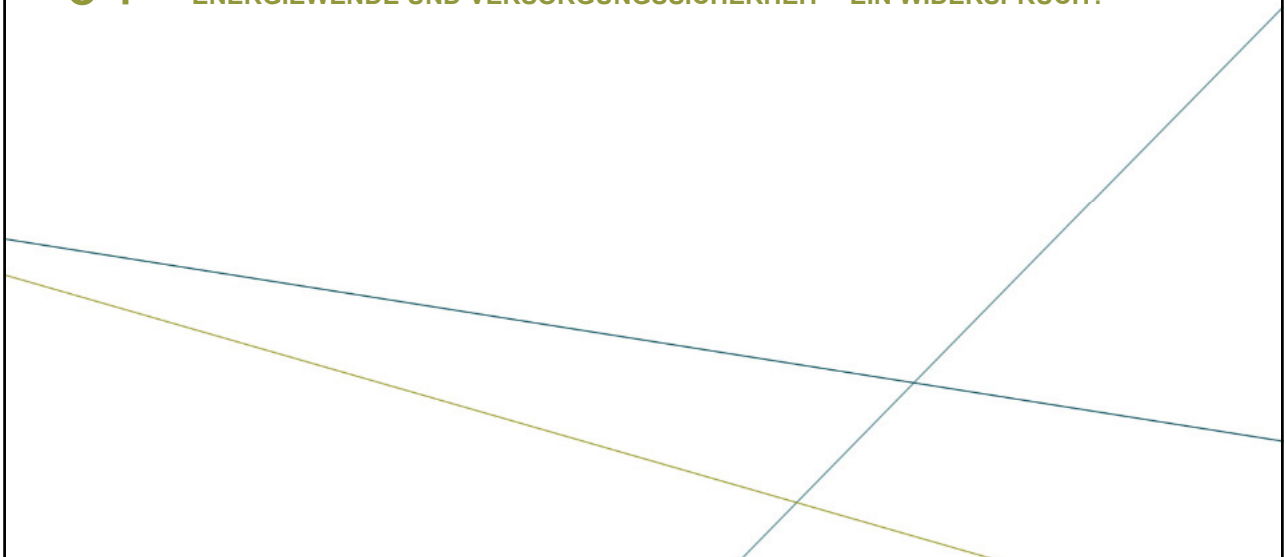


FUNKTIONALITÄT

Ausgangszustand	Fehlereintritt	Einsatz NB	Kurative Maßnahmen
<ul style="list-style-type: none"> / Stromkreisauslastung im (n-1)-Fall > 100% (im Vergleich zur Auslastung ohne Netzstabilisierungsanlage) / Speicher im Süden geladen 	<ul style="list-style-type: none"> / Ausfall eines Stromkreises führt zu höherer Auslastung noch verbliebener Stromkreise 	<ul style="list-style-type: none"> / Reduktion Erzeugung im Norden / Einsatz Speicher im Süden / Einhaltung der thermischen Grenzen der Stromkreise 	<ul style="list-style-type: none"> / Ablösung des Speichers durch Schaltmaßnahmen, Einspeisemanagement oder konventioneller Redispatch

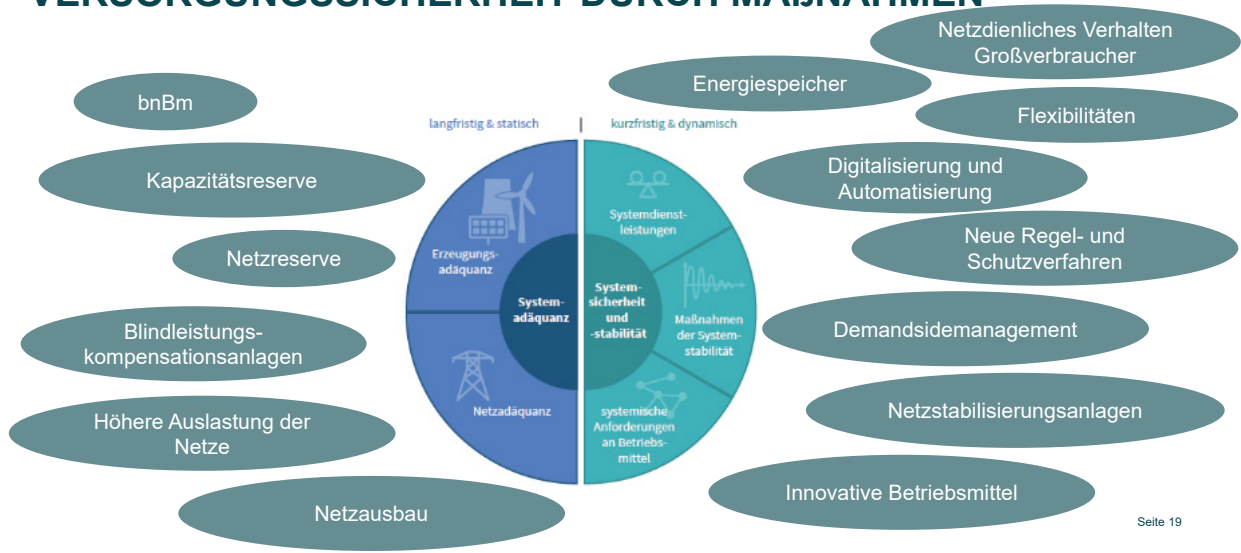
Seite 17

04 FAZIT ENERGIEWENDE UND VERSORGUNGSSICHERHEIT – EIN WIDERSPRUCH?



04 Fazit - Energiewende und Versorgungssicherheit – ein Widerspruch?

VERSORGUNGSSICHERHEIT DURCH MAßNAHMEN



04 FAZIT

ENERGIEWENDE & VERSORUNGSSICHERHEIT – KEIN WIDERSPRUCH WENN ...

- ... der Umbau unseres Energieversorgungssystems in der richtigen Sequenz erfolgt
- ... wenn die Netzinfrastruktur ausgebaut ist, sowohl im Übertragungsnetz wie auch im Verteilnetz
- ... wenn ausreichend Flexibilitäten, sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbraucherseite für herausfordernde Situationen (Z.B. Dunkelflauten, Netzengpässe) vorhanden sind
- .. wenn politischer und regulatorischer Rahmen an die Bedürfnisse der Energiewende angepasst sind
- ...wenn die Lieferketten hinsichtlich Materials, Dienstleistungen, Personal gewährleistet sind
- ...wenn alle Branchen an einem Strang ziehen





16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

TRÄNSNET BW

HINWEIS ZUR NUTZUNG VON PRÄSENTATIONEN:

Urheberrechte:

/ Diese Unterlage ist urheberrechtlich geschützt. Die Vervielfältigung, Weitergabe oder anderweitige Nutzung der Unterlage ist nur mit ausdrücklicher Zustimmung der TransnetBW GmbH gestattet.

Haftung:

/ Diese Unterlage wurde mit großer Sorgfalt erstellt. Die TransnetBW GmbH übernimmt keine Haftung für Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der Unterlage.

Seite 21



SIEMENS
energy



IEC TC10 “Fluids for electrotechnical application”

Ivanka Atanasova-Höhlein

18.09.2023

Höhlein 1

1

IEC – Cigre, Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Die International Electrotechnical Commission (IEC) ist eine internationale Normungsorganisation mit Sitz in Genf, Schweiz. Die IEC ist verantwortlich für die Entwicklung von Normen und Standards für eine Vielzahl von Elektro- und Elektronikprodukten, einschließlich der elektrischen Energieversorgung. Die IEC-Normen sind international anerkannt und werden von vielen Ländern und Unternehmen weltweit verwendet.

Die International Council on Large Electric Systems (CIGRE) ist eine internationale technische Organisation, die sich auf die Entwicklung und den Austausch von Wissen und Erfahrungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung konzentriert. CIGRE arbeitet eng mit der IEC zusammen und unterstützt die Entwicklung von Normen und Standards für die elektrische Energieversorgung. Allerdings liegt der Fokus von CIGRE mehr auf der praktischen Anwendung von Technologien und Lösungen in der Energiebranche.

Zusammenfassend könnte man sagen, dass die IEC hauptsächlich für die Entwicklung von Normen und Standards zuständig ist, während CIGRE sich auf den Austausch von Wissen und Erfahrungen in der Praxis konzentriert, um die Technologien und Lösungen für die elektrische Energieversorgung weiterzuentwickeln.

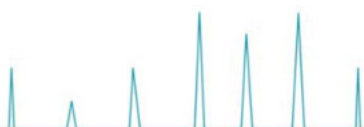
18.09.2023

Höhlein 2

SIEMENS
energy



2





16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

Inhalt

1	Umfang
2	Aufbau
3	Inhalt
4	Projekte in Arbeit
5	Umwelthemen
6	Liaisons
7	Ausblick und Neuigkeiten



18.09.2023

Höhlein 3

3

IEC TC 10

SIEMENS
energy

Umfang

TC 10 ist eines der ältesten technischen Komitees der IEC und wurde 1924 unter dem Namen „Transformatoröle“ gegründet, die offensichtlich die einzige praktische Anwendung dieser Jahre abdeckten. Im Jahr 1926 wurden die Titel und Geltungsbereich um „Isolieröle“ erweitert. Im Jahr 1961 wurden auch die gasförmigen Dielektrika hinzugefügt. Erstellung von Produktspezifikationen, Testmethoden sowie Wartungs- und Gebrauchsanleitungen für flüssige und gasförmige Dielektrika sowie Unterstützung bei der Vorbereitung von Testmethoden für solche Flüssigkeiten.



18.09.2023

Höhlein 4

4



IEC TC 10

SIEMENS
energy

Aufbau

- ✓ Chairwoman: Dr. Ivanka Atanasova-Hoehlein
- ✓ Secretary: Prof. Massimo Pompili



- ✓ 30 Länder
- ✓ 12 Observer Länder

- ✓ Letzte Plenary Meeting - 13.06 – 16.06.2022 in Slovenien
- ✓ Nächste Plenary Meeting – Frühling 2024 in Rom



18.09.2023

Höhlein 5

5

IEC TC 10

SIEMENS
energy

Inhalt

TC 10-Veröffentlichungen (ca. 50 Dokumente - internationale Standards und technische Berichte) fallen in die folgenden 3 Kategorien:

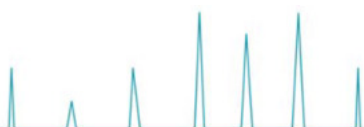
- ✓ • Testmethoden
- ✓ • Spezifikationen
- ✓ • Wartungs- und Verwendungsleitfaden



18.09.2023

Höhlein 6

6





16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

IEC TC 10

Projekte in Arbeit

Project Reference	Title	Document Stage	Working Group	Project Leader
IEC 60156 ED4	Insulating liquids - Determination of the breakdown voltage at power frequency - Test method	CD (CC doc. in preparation)	MT 30	Massimo Pompili
IEC 60422 ED6	Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance	CDV (deadline June 30, 2023)	MT 22	David Walker
IEC 60465 ED3	Specification for unused insulating mineral oils for cables with oil ducts	ACD Waiting for CD	MT42	Lance Lewand
IEC 60567 ED6	Oil-filled electrical equipment - Sampling of free gases and analysis of free and dissolved gases - Guidance	CDV (deadline May, 5, 2023)	MT 25	Michel Duval
IEC 60666 ED3	Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils	ACD Waiting for CD	MT 43	Patrik Agren
IEC 61039 ED3	Classification of insulating liquids	CC (CC Amendment in preparation)	MT 36	Russell Martin
IEC 61203 ED2	Synthetic organic esters for electrical purposes - Guide for maintenance of transformer esters in equipment	CDV in preparation	MT 36	Russell Martin
IEC 62770 ED2	Fluids for electrotechnical applications - Unused natural esters for transformers and similar electrical equipment	CDV (deadline June 30, 2023)	MT 36	Russell Martin
IEC 63359 ED1	Fluids for electrotechnical application: Specifications for the re-use of mixtures of gases alternative to SF ₆	Preparation CD	WG41	Yannick Kieffel
IEC 63380 ED1	Fluids for electrotechnical application: Mixtures of gases alternative to SF ₆	CDV (deadline July 28, 2023)	WG41	Yannick Kieffel
WG45	Interpretation of DGA analysis in natural and synthetic esters	Preparation CD	WG45	Ivanka Höhle



18.09.2023

Höhlein 7

7

IEC TC 10

Umweltthemen

In letzter Zeit haben Umweltthemen weltweit immer mehr an Bedeutung gewonnen, insbesondere im Hinblick auf gesundheitliche Auswirkungen, Klimawandel, Schutz natürlicher Ressourcen, Abfallreduzierung usw. Das Spektrum der Umweltprobleme hat sich erweitert und umfasst den gesamten Lebenszyklus solcher „Flüssigkeiten“. Die TC10-Standards müssen diese Aspekte berücksichtigen. Auch die Sicherheit der Bediener (wie im Fall von Elektro- und Chemieanlagen) muss eingehalten werden.



18.09.2023

Höhlein 8

8

16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt



IEC TC 10

IEC 63360

Flüssigkeiten für
elektrotechnische
Anwendungen:
Gemische
alternativer Gase zu
SF₆

Name of alternative to SF ₆	GWP ₁₀₀ [10]
compressed air/synthetic air	0
Natural-origin gases (N ₂ , O ₂ , CO ₂)	≤1
C5-FK (C ₅ F ₁₀ O)	0,114
C4-FN (C ₄ F ₇ N)	2750
HFO1336mzzE (C ₄ H ₂ F ₆)	17,9

SIEMENS
energy



18.09.2023

Höhlein 9

9

IEC TC 10

IEC TC10 hat dauerhafte Verbindungen (LIAISONS) herzustellen
zu anderen TCs oder anderen Gremien hergestellt:

Type Liaison	Committee	Incoming liaison representative	Outgoing liaison representative
Internal IEC Liaison	TC 14	Mr Kevin Rapp	Mr Kevin Rapp
Internal IEC Liaison	TC 17	Mr Mitsuru TOYODA	Mr Mitsuru TOYODA
Internal IEC Liaison	TC 20	Mr. Fabio Scatiggio	
Internal IEC Liaison	TC 36		
Internal IEC Liaison	TC 36/SC 36A	Mr Gianfranco Giorgi	
Internal IEC Liaison	TC 38	Mr Flavio Mario Mauri	Mr Russell Martin
Internal IEC Liaison	TC 65		Mr Gerald Mayr
Internal IEC Liaison	TC 89		Mr Russell Martin
Internal IEC Liaison	TC 99	Mr Michael Schwan	Mr Massimo Pompili
Internal IEC Liaison	TC 111		Mrs Maria Szebeni
Internal IEC Liaison	TC 112		Mr Martin Baur
Liaison ISO	ISO/TC 28	Mr Lance Lewand	
Liaison A	CIGRE/SC A2	Ms Jelena Lukic Mr Massimo Pompili	
Liaison A	CIGRE/SC D1	Ms Ivanka Höhlein-Atanasova	

SIEMENS
energy



18.09.2023

Höhlein 10

10



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

IEC TC 10

SIEMENS
energy

Ausblick und Neuigkeiten

CMV Versionen

[IEC value-added products - Commented version \(CMV\) – YouTube](#)

Webinars



18.09.2023

Höhlein 11

11

IEC TC 10

SIEMENS
energy

IEC 60422
Mineralische
Isolieröle in
elektrischen
Geräten –
Anleitung zur
Überwachung
und Wartung

Diese neue Ausgabe stellt eine umfassende Überarbeitung der vierten Ausgabe dar und bringt diesen Standard in Einklang mit den neuesten Entwicklungen in der Ölzustandsüberwachung. Es wurden neue Interpretationstabellen erstellt, die Grenzwerte für anlagenspezifische Ölparameter mit vorgeschlagenen Korrekturen und Aktionen enthält. Kategorie O wurde entfernt und ist nun in Kategorie A integriert

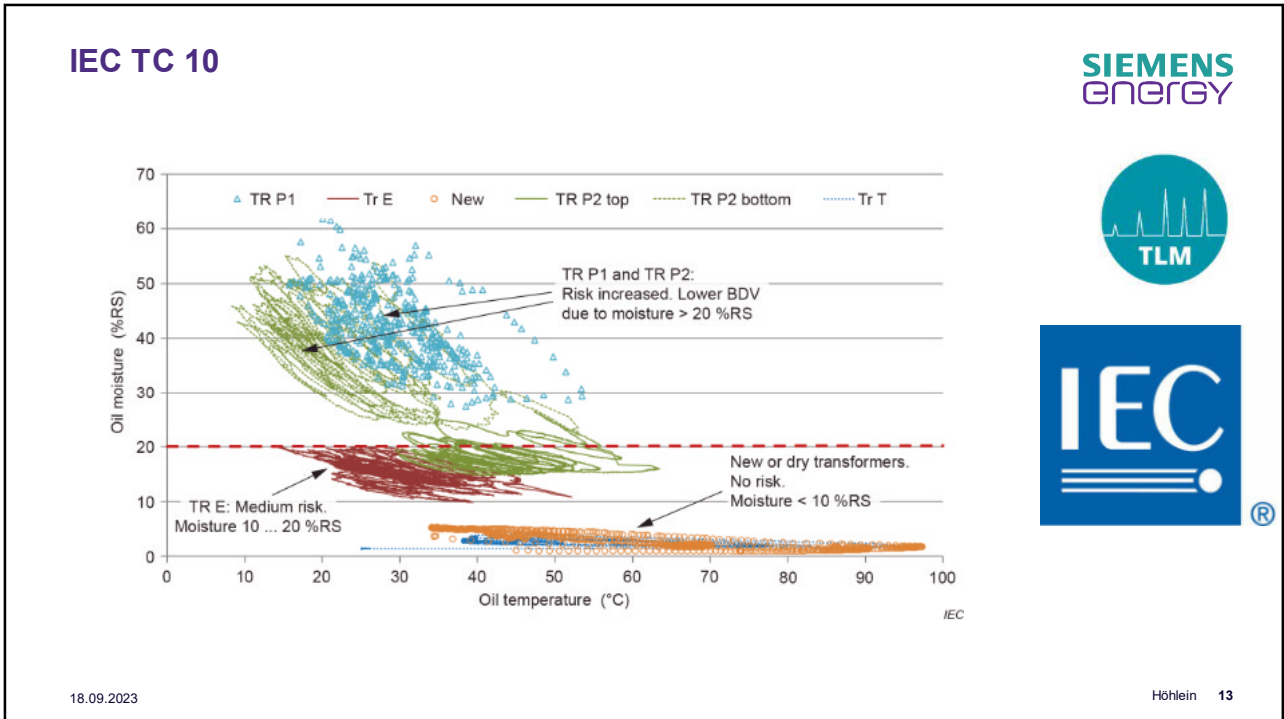


18.09.2023

Höhlein 12

12

16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt



13

IEC TC 10

IEC 61203

Synthetische Ester – Richtlinien für Wartung und Verwendung in elektrischen Geräten

Vorschlag

Property	Category *	Recommended Action Limits			Recommended Action **	Notes
		Good	Fair	Poor		
Colour	A,B-C	<2	>2 and < 3,5	>3,5	Good: No further action Fair & Poor - Typically no action to be based on colour alone. Action dictated by other tests. Rapid change in colour could indicate degradation.	Darkening (compared to the original colour) is a symptom of chemical contamination or ageing.
Appearance	A,B-C	Clear, free from sediment and suspended matter	Slightly turbid	Turbid	Good: No further action Fair & Poor - As dictated by other tests	Turbidity is a symptom of high-water content or mineral insolubility
Breakdown voltage (kV)	A	> 60	50-60	< 50	Good: Continue normal sampling Fair: More frequent sampling. Check other parameters e.g. water, particle content and perhaps DOF/resistivity and acidity.	If OLTC symbol is unknown (delta or star or line end) use delta limits (>40 kV)
	B	> 50	40-50	< 40		
Water content (mg/kg)	C	> 40	30-40	< 30		
	F	>30 kV for OLTC in star-point application >40 kV for OLTC in delta or line-end application	<30 kV for OLTC in star-point application <40 kV for OLTC in delta or line-end application	Category F Good & Fair: Continue normal sampling Poor: Recondition the liquid or, alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace the synthetic ester.		
Water content (mg/kg)	A	< 100	100-300	> 300	Good: Continue normal sampling. Fair: More frequent sampling. Check other parameters e.g. breakdown voltage, particle content and DOF/resistivity and acidity. Poor: Check source of water, recondition the synthetic ester or, alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace or reclaim the synthetic ester combined with subsequent drying procedures, although regard should be taken of the quantity of water that will still be retained in the solid insulation.	The values of water content shall be always regarded together with the values for breakdown voltage. In case of a suspicion of a moisture problem, sampling at different equipment temperatures is recommended. Water concentration limits are based on limited statistic evaluation and are referred to standard service temperatures (40-70°C). In case of switching equipment without paper insulation (Category F), the values of breakdown voltage are of overriding importance.
	B	< 150	150-350	> 350		
	C	< 200	200-400	> 400		
	F	<500 for good & fair	Poor >500	Category F Good & Fair: Continue normal sampling		

18.09.2023

Höhlein 14

14



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

Property	Category *	Recommended Action Limits			Recommended Action **	Notes
		Good	Fair	Poor		
Acidity (mg KOH/g)	A	< 0,15	0,15 – 0,3	> 0,3	Poor: Recondition the liquid or, alternatively, if more economical because other tests indicate severe ageing, replace the synthetic ester liquid. Good: Continue normal sampling. Fair: More frequent sampling. It is important to check other key parameters such as water content. Investigate reason for increased acidity. It is important to monitor the rate of increase of acidity. Poor: Consider reclaiming or replacement of the ester	
	B-C	< 0,5	0,5 – 1,0	> 1,0		
Dielectric dissipation factor at 90 °C	A	< 0,15	0,15 to 0,3	> 0,3	Good: No action required, continue normal sampling. Fair: More frequent sampling. Check other parameters like water content and acidity. Poor: Check the values of acidity, interfacial tension and inhibitor content. In case of high acidity and DOF in "closed" type equipment check the tightness of the preservation system. Consider reclaiming or replacement of the synthetic ester.	
	B-C	< 0,15	0,15 to 0,5	> 0,5		
Oxidation Inhibitor	A-B-C	> 60 % of original value	40 % to 60 % of original value	< 40 % of original value	Good: No action required if not indicated by other properties. Fair: More frequent sampling. Check other parameters. Poor: Continue to monitor the inhibitor frequently. Need to monitor the rate of additive depletion. Investigate all other key parameters. Contact the liquid and equipment manufacturers to aid in inhibitor replenishment after confirming reason(s) for inhibitor depletion.	For further guidance, users may refer to the supplier of liquid and equipment.
Fire point (°C)	A-B-C	≥ 300		< 300	Good & Fair: Continue normal sampling. Poor: Investigate the cause of the decrease and consider whether operation in service can continue. May need to top up with new ester if K class is required. Good: Continue normal sampling.	This parameter is only applicable if K class as defined in IEC 61039 is required
Interfacial tension – IFT (mN/m)	A-B-C	> 22	16-22	< 16	Fair: More frequent sampling. Check other parameters like water content, acidity and DOF. Poor: Check other parameters like water content, acidity, DOF. In case of deterioration of other parameters a decision may be made to reclaim the synthetic ester or	



18.09.2023

Höhlein 15

15

IEC TC 10

IEC 62770

Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen – natürliche Ester für Transformatoren und ähnliche elektrische Anwendungen

Vorschlag

4.4.3 Additive content

Additives include antioxidants, metal deactivators, pour point depressants, etc. Antioxidant additive slows down the oxidation of esters and, in turn, the formation of gels and acidity. Detection and measurement of defined anti-oxidant additives shall be in accordance with IEC 60666 or other suitable methods. Total concentration of additives shall be less than a weight fraction of 5 %.

The chemical family and function of all additives and maximum concentration of each family shall be declared in product data sheets and certificates of compliance

NOTE: Example of additives are DBPC = 2,6-di-tert-butyl-para-cresol; DBP= 2,6-di-tert-butyl-phenol, BHT= Butylated hydroxytoluene; Irganox® 109, Irganox® 1010, Irganet® 39, Irganet® 30

CC(C)(C)c1ccc(cc1)COC(=O)OCCc2ccc(O)c(C)c2

Irganox 109®

CC(C)(C)c1ccc(cc1)COC(=O)OCCc2ccc(O)c(C)c2

Irganox 1010®

CC(C)(C)c1ccc(O)c(C)c1

DBPC (=2,6-Di-tert.-butyl-para-kresol)

CC(C)(C)c1ccc(O)c(C)c1

DTBP (=2,6-Di-tert.-butyl-phenol)

18.09.2023

Höhlein 16

16



IEC TC 10

IEC 62770

Flüssigkeiten für
elektrotechnische
Anwendungen –
natürliche Ester für
Transformatoren und
ähnliche elektrische
Anwendungen

Vorschlag



4.2.3 Pour point

The pour point of liquids is the lowest temperature at which the liquid will just flow. The pour point shall be measured in accordance with ISO 3016.

It shall be considered that, with natural ester liquids, longer dwell times (weeks or months) below 0°C can lead to an increase of the pour point, correspondingly an increase of viscosity of the liquid in comparison to the original state (the so-called "cold-and-hold behaviour"). It depends on the individual molecular formulation and the time the liquid is exposed to the low temperature. Whilst natural ester liquids show pour points in the region -15 to -31°C, it has been noticed that they can show a tendency to precipitate ester crystals if held for extended periods at temperatures slightly above the pour point. These crystals will re-melt back into the bulk ester liquid with no side effects, once the mixture has been warmed up, but this may take time.

Precautions may be advisable if the electrical equipment is to be left or stored at continuously low temperatures below 0°C. The possible partial crystallization may result in an unforeseeable and undetermined increase in viscosity which can adversely affect the mechanical, thermal and dielectric behaviour of the device immersed in natural ester liquid.

An acknowledged method to measure the crystallization behaviour is not available at present. As a substitute, additional viscosity measurement at low temperatures according to IEC 61868 is recommended, using standing times of 24, 72 and 168 hours. The lowest cold start energizing temperature (LCSET) is the temperature which, after a defined holding time, leads to a viscosity equal or lower than the maximum admissible viscosity which is needed for the proper function of the equipment. During the normal operation of the equipment, no crystals should be present in the liquid.

SIEMENS
energy



18.09.2023

Höhlein 17

17

SIEMENS
energy

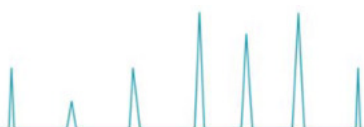


Vielen Dank!

18.09.2023

Höhlein 18

18





Semiconductors – High Power Devices in the Energy System with focus on Hydrogen Application

Tobias Asshauer – Global AMG/AMK H2 & ESS, Infineon AG
September 2023



public

Table of contents



1	Global hydrogen market demand and trends	3
2	Hydrogen electrolysis – a part of the future energy system	6
3	Electrolyzer plant system requirements	10
4	AC-coupled electrolysis	15
5	DC-coupled electrolysis	18
6	Summary	20





16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



Table of contents

1	Global hydrogen market demand and trends	3
2	Hydrogen electrolysis – a part of the future energy system	6
3	Electrolyzer plant system requirements	10
4	AC-coupled electrolysis	15
5	DC-coupled electrolysis	18
6	Summary	20

2023-07-06

public

Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.

Infineon Proprietary

3

Trends and drivers for hydrogen economy – Environmental, political, economical and technical aspects



Environmental

Reducing the **carbon footprint and decarbonizing** the challenging sectors including heavy industry, chemical industry, agriculture / fertilizers, and long-distance transport, in order to mitigate their impact on the environment and climate change



Political

Increasing demand for **energy independence and security** is spurred by socio-political stability needs and this speeds up the growth of the hydrogen economy



Economical

Ambitions to diversify energy economies and eliminate dependence on fossil fuels coincide with efforts to meet net-zero targets. Numerous policy measures launched globally for altering the global energy mix and green house gas emissions.



Technology

The **maturity of technologies**, combined with the implementation of **cost reduction incentives**, is enhancing the competitiveness of green hydrogen production for use as a viable alternative to fossil fuels.

2023-07-06

public

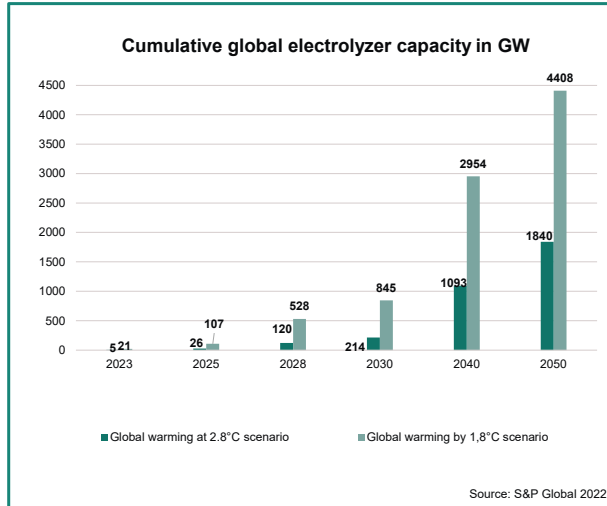
Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.

Infineon Proprietary

4



Exploding global hydrogen demand



- Hydrogen supply today is dominated by production from fossil fuels
- By 2050, 60%-80% of hydrogen supply globally is expected to be decarbonized
- Based on two scenarios, considering the global warming with 1,8°C and 2,8°C, the demand of green hydrogen can achieve at approx.4500GW capacity in 2050
- Future sectors: Industry, Transport and power generation/storage
- Strong correlation between the production of green hydrogen and the development of new renewable energy capacity



Table of contents

1	Global hydrogen market demand and trends	3
2	Hydrogen electrolysis – a part of the future energy system	6
3	Electrolyzer plant system requirements	10
4	AC-coupled electrolysis	15
5	DC-coupled electrolysis	18
6	Summary	20

Electrolyzer technologies

	Alkaline	PEM	SOEC
Technology	Alkaline	Proton Exchange Membrane	Solid Oxide Electrolyzer
Market share	75% – Mature technology – Large scale plants in operation	20% – In commercialization phase – Focus technology for electrolysis and fuel cell systems	5% – 1 st technology demonstrators in use
Operating temperature	Ambient – 120°C	Ambient – 90°C	600-800°C
Load dynamics	Weak	Good Allows high power and current density	Medium High operation temperatures
Efficiency ¹⁾	53-70%	62-74%	75-79%

Electrical cell characteristics

2023-07-06 public
Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.
Infineon Proprietary
7

Hydrogen electrolysis – A part of the future energy system

2023-07-06 public
Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.
Infineon Proprietary
8



Energy equivalences for various hydrogen end uses

1 million metric ton (mmt) of Hydrogen would be suitable to:

CAV



Fuel 110,000 heavy duty trucks for 12 months (assuming 90,000 miles per year).

Home appliances



Heat 2,7 million homes for 12 months (assuming 12 MWh per year).

Power generation



Operate 8 x 500 MW gas turbines for 12 months (assuming 60% efficiency).

2023-07-06

public

Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.

Infineon Proprietary

9



Table of contents

1	Global hydrogen market demand and trends	3
2	Hydrogen electrolysis – a part of the future energy system	6
3	Electrolyzer plant system requirements	10
4	AC-coupled electrolysis	15
5	DC-coupled electrolysis	18
6	Summary	20

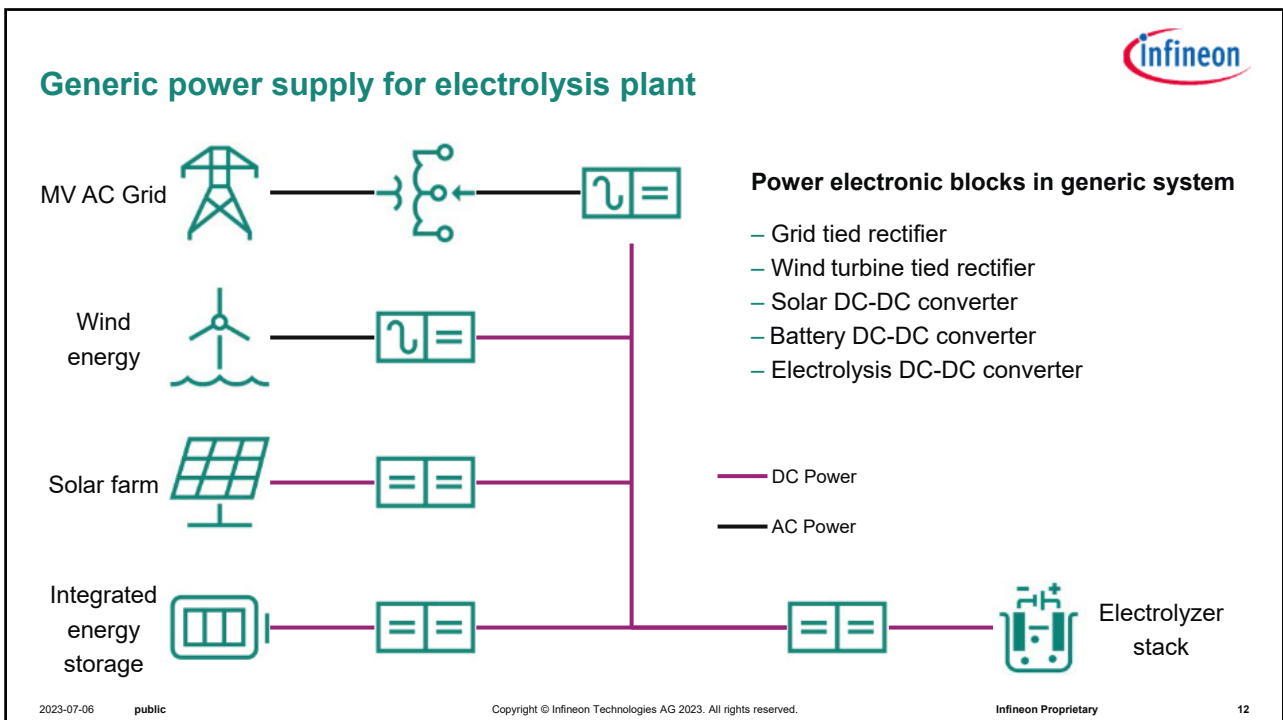
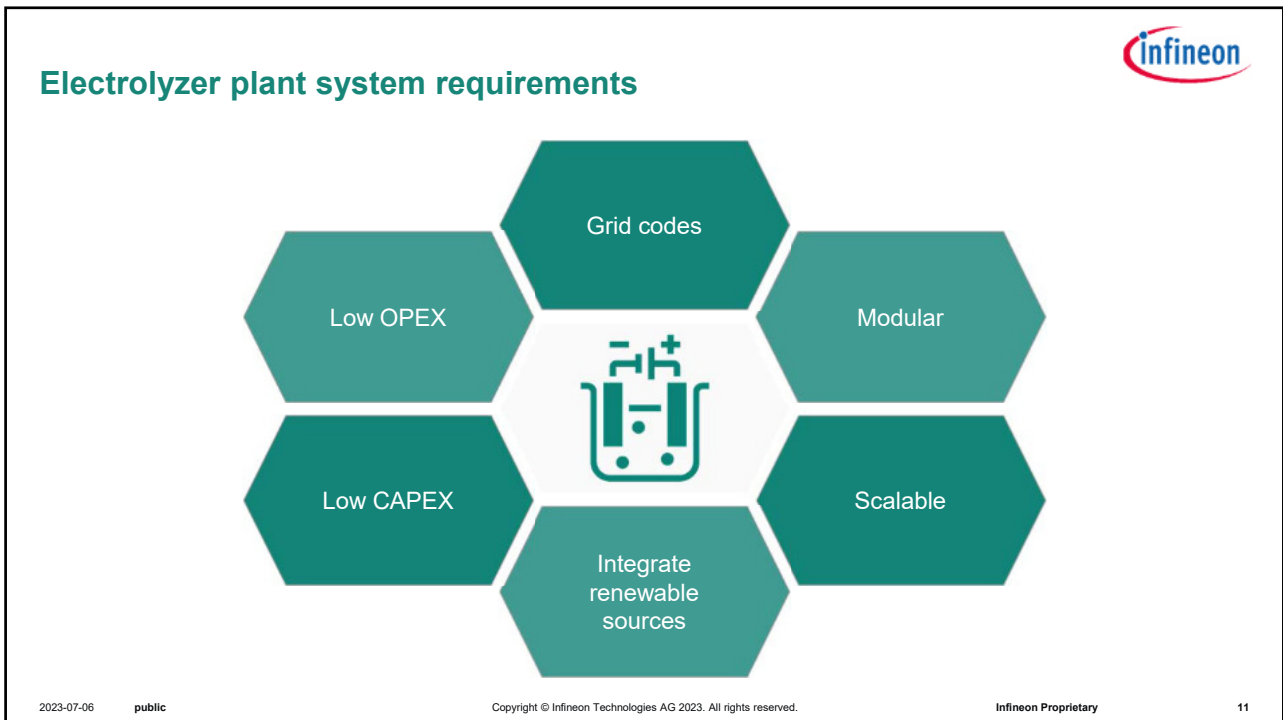
2023-07-06

public

Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.

Infineon Proprietary

10



Hydrogen electrolysis plant layout today and converter requirements



<p>Single rectifier per electrolyzer stack / skid</p>	<p>Central rectifier with DC grid + DC-DC converter per stack / skid</p>
<p>Single rectifier per electrolyzer stack / skid</p>	
<p>Grid connection requirements</p> <ul style="list-style-type: none"> - Must follow grid codes - Low THD, unity power factor, grid services - High availability 	<p>Electrolyzer input requirements</p> <ul style="list-style-type: none"> - Constant DC load, high current - Stack voltage increases over lifetime - Designs tend to 1500 V_{DC}

A Sustainable path forward: the dominant topologies for large scale hydrogen production



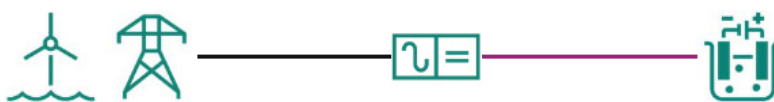
<p>12 Pulse Rectifier + STATCOM (12P-STATCOM)</p>	
<p>Diode Frontend + Chopper (D-Chopper)</p>	<p>Active Frontend + Chopper (AFE-Chopper)</p>

* Topology for more than 10MW

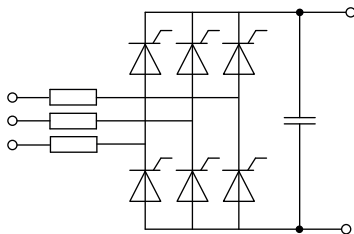
Table of contents

1	Global hydrogen market demand and trends	3
2	Hydrogen electrolysis – a part of the future energy system	6
3	Electrolyzer plant system requirements	10
4	AC-coupled electrolysis	15
5	DC-coupled electrolysis	18
6	Summary	20

Single rectifier for direct supply to electrolyzer

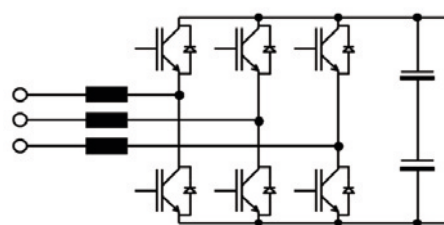


Diode / Thyristor rectifiers



- High current density, low semiconductor costs
- Predesigned stacks available
- Requires STATCOM – increases plant cost
- Additional chopper required to improve performance
- Complex transformer for increasing output voltage

Active front end / Active rectifiers

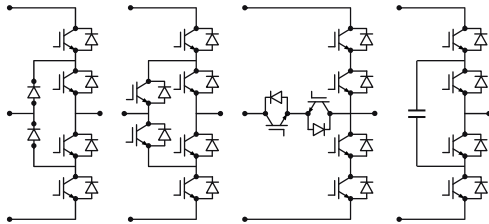


- Unity power factor
- <5% THD
- Can provide grid support
- Multilevel approaches (e.g.: ANPC, see solar)
- Innovative concepts (Vienna rectifier, integrated M2C+DAB)

Central IGBT rectifier for supply to DC grid

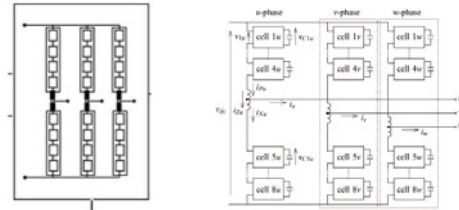


Multilevel Converters



- High voltage designs, experience from MVD
- Optimized for high power connection to the MV grid

MMC Rectifiers



- HV modular design, experience from power, transmission and distribution
- Flexible to suit plant needs

» Solutions similar to T&D and MVD market

2023-07-06

public

Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.

Infineon Proprietary

17

Table of contents

1	Global hydrogen market demand and trends	3
2	Hydrogen electrolysis – a part of the future energy system	6
3	Electrolyzer plant system requirements	10
4	AC-coupled electrolysis	15
5	DC-coupled electrolysis	18
6	Summary	20

2023-07-06

public

Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.

Infineon Proprietary

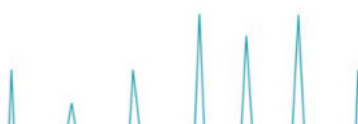
18

Why DC-DC converters?

Single rectifier per electrolyzer stack / skid	Central rectifier with DC grid + DC-DC converter per stack / skid
<ul style="list-style-type: none"> - DC-DC converter improves diode / thyristor performance <ul style="list-style-type: none"> - Reduced current peaks → better THD - Controlled output voltage → better pf performance - Reduced current ripple → increased electrolyzer efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> - DC-DC converter allows for plant flexibility - Local DC grid can be connected to photovoltaic and energy storage - Optimization for grid connection and electrolyzer power supply can be done in independent converters
<small>2023-07-06 public</small>	<small>Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved. Infineon Proprietary 19</small>

Table of contents

1	Global hydrogen market demand and trends	3
2	Hydrogen electrolysis – a part of the future energy system	6
3	Electrolyzer plant system requirements	10
4	AC-coupled electrolysis	15
5	DC-coupled electrolysis	18
6	Summary	20





Where is the link to the transformer requirements and design...

- New switching topologies especially for Medium Voltage DC Grids on a level of 1kHz will request specific transformer design
- Paralleling of Power Conversion Systems requests more phase shifting transformers for 12,24,36 and 48 Pulse applications (Diverse Vectorgroup topologies)
- Liquid cooled power conversion systems are requested due to higher power demand -> Liquid cooled rectifier – transformer solutions
- Demand for High efficient Power conversion systems in Hydrogen, but also ESS, Solar, Wind and HVDC applications based on new technologies like Silicon Carbide or Gallium Nitride
 - New technologies will lead to higher switching frequencies -> Change in Harmonic content

2023-07-06

public

Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.

Infineon Proprietary

21

From power generation to Hydrogen consumption...

- Infineon's power semiconductor portfolio covers the full performance spectrum for various AC and DC-coupled topologies from kW to >MW scale.
- High quality and efficient products for power conversion including IGBTs, MOSFETs, Thyristors and diodes in Si, SiC and GaN technologies.
- Modeling and simulation of tailored solutions for low and high current rectifiers fulfilling grid and customer specific requirements.
- One-stop-shop for all your semiconductor needs including gate drivers, control, power supplies, sensing and security.



2023-07-06

public

Copyright © Infineon Technologies AG 2023. All rights reserved.

Infineon Proprietary

22



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19.September 2023, Schweinfurt

More info on

[Infineon.com/H-electrolyzer](https://www.infineon.com/H-electrolyzer)



Referenten

Helge Vandel Jensen

Danfoss Drives

Als Globaler Business Development Director für die Power-to-X-Branche bei Danfoss Drives verfügt Helge Vandel Jensen über mehr als 30 Jahre Erfahrung in elektrischen Antrieben, Leistungsumrichtern und Steuerungen in den Bereichen Energie, Schiffbau und Industrie. Helge setzt sich leidenschaftlich dafür ein, den Übergang von traditionellen fossilen Brennstoffen zu einem kohlenstoffneutralen Energiesystem voranzutreiben. Er hat zahlreichen Funktionen in den Bereichen Geschäftsentwicklung und Vertriebsmanagement innegehabt und Kunden weltweit dabei unterstützt, die Energieeffizienz zu verbessern und die Betriebskosten zu senken.



Frank Cornelius

Hitachi Energy Germany



Grundlagen:

Studium Elektrotechnik – elektrische Energietechnik

Erfahrung:

2007 – 2017 R&D Engineer, Project Manager ABB AG – Transformers

2018 – 2020 Local Product- and Portfolio Manager ABB AG – Transformers / Hitachi ABB Power Grids

2020 - 2022 Strategic Engineering Manager Hitachi ABB Power Grids / Hitachi Energy AG

2022 - now Global Product Manager – DT NGG Hitachi Energy AG



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

HITACHI
Inspire the Next
Hitachi Energy

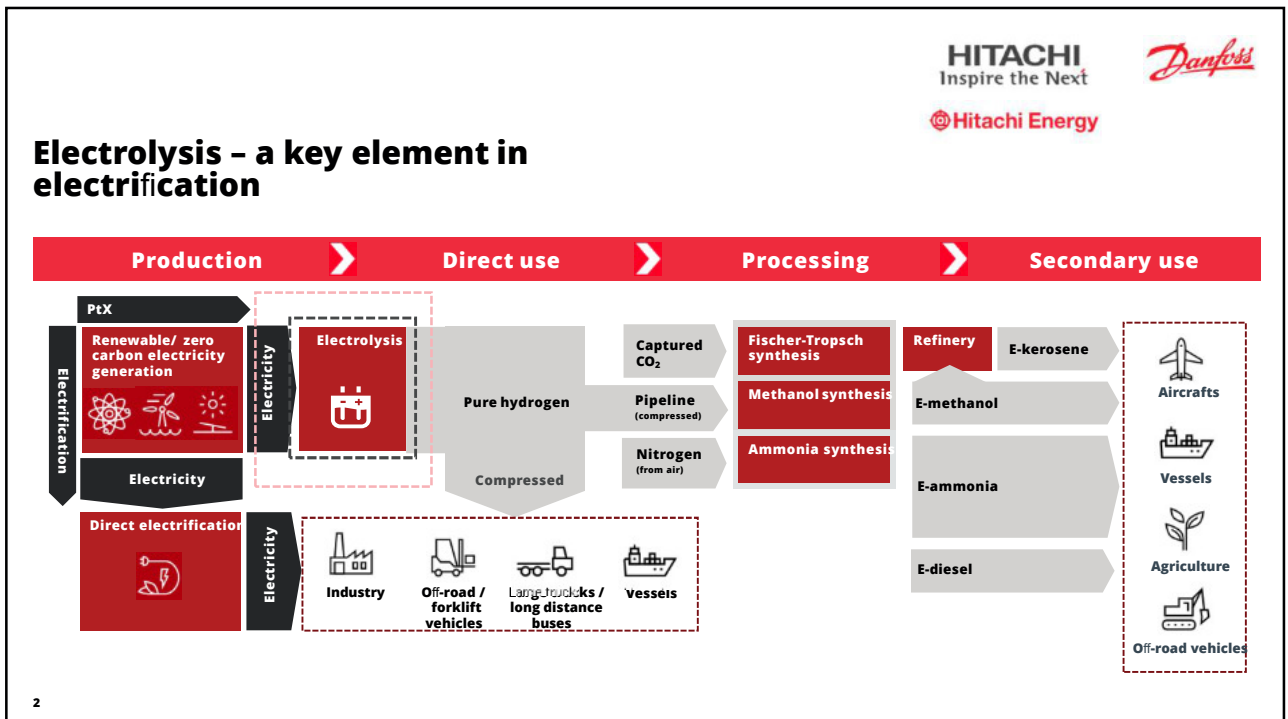
Danfoss
ENGINEERING TOMORROW

Transformer and converter Power Supply Unit (PSU)

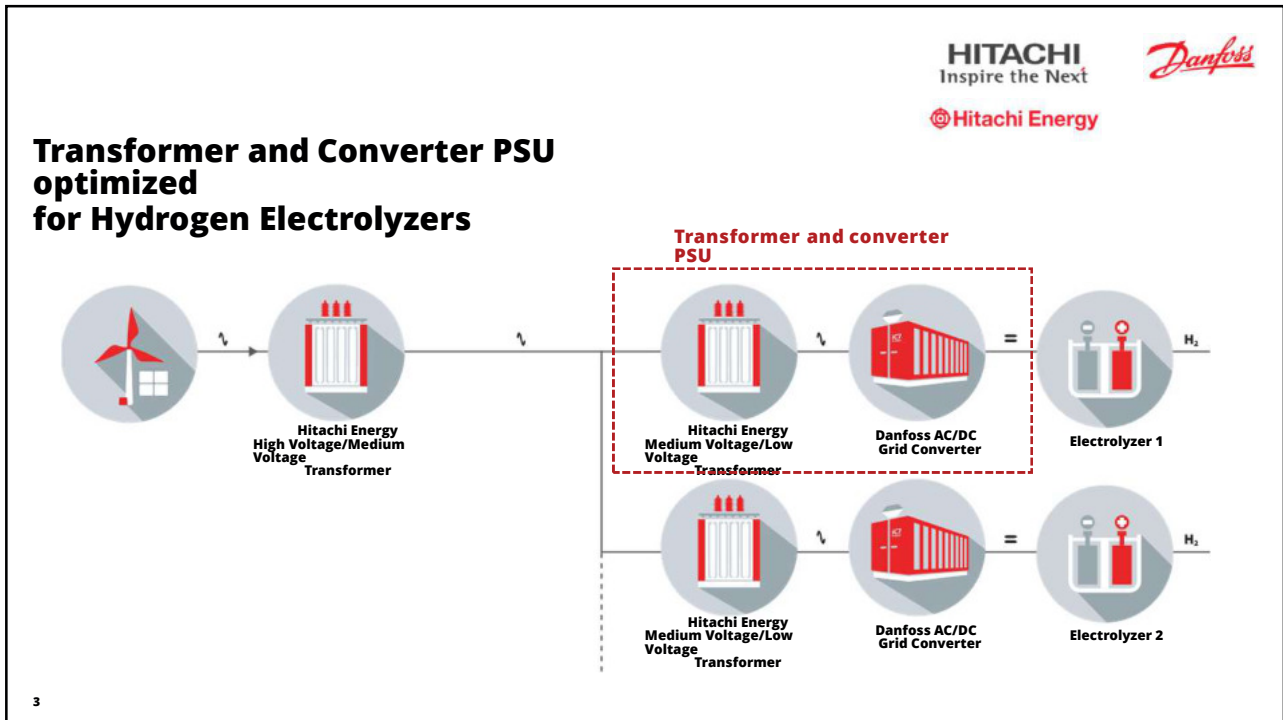
optimized for hydrogen electrolyzers

Frank Cornelius | frank.cornelius@hitachienergy.com
Helge Vandel Jensen | helge@danfoss.com

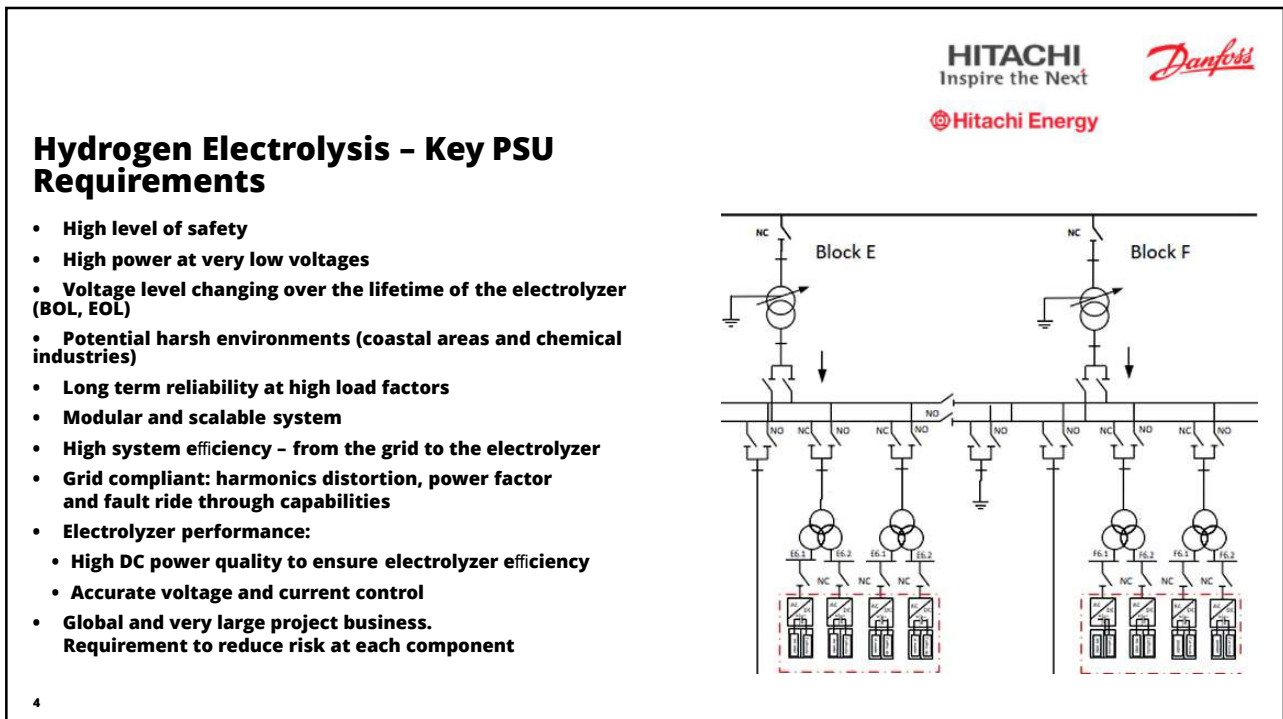
1



2



3



4

Danfoss AC to DC converters for electrolysis

- Outdoor - or indoor rated enclosures
- Typical power range: 5-10 MW
- High converter efficiency: >98%
- High DC quality - low ripple (electrolyzer efficiency and lifetime)
- Low harmonics: <3% THiD
- Adjustable power factor
- Advanced grid services:
 - Harmonics,
 - Power factor correction,
 - Fault ride through capability,
 - Frequency and voltage stabilization on the 400 kV grid

HITACHI
Inspire the Next
Hitachi Energy



Danfoss IC7 series power converter

5

5

Hitachi Energy - RESIBLOC® Rectification Transformer

- Dry-type rectifier transformers can be combined with many diode, thyristor or IGBT rectifiers
- Their application ranges from 0,5 MVA till 25 MVA for any small and medium size operation like rail infrastructures, metal and chemical operations
- They are used in relatively small-power with 6-pulse or 12-pulse configurations. These last ones are featuring a Primary and two separate Secondary windings with 30° phase shift. With higher power ratings, a higher converter pulse number might be needed to limit the network harmonic distortion to an acceptable level. Pulse numbers higher than 12 require special phase shifting: multi-winding transformers or several transformers with phase-shifts running in parallel. Nowadays the pulse number of a converter system can be up to 54. This requires in total nine phase-shifted transformer windings supplying the converter system. Typical used 12-pulse for or 24-pulse configurations.
- They and their components are in solid form; they do not have flash points, nor do they require bushings. Thus, major causes of fire and oil-spillage are eliminated. Majority of insulating components used by dry-type transformers can be also easily recycled.
- They can help to minimize environmental contamination and fire hazard.
- They have primary voltage through 72.5 kV built according to all major standards including IEC and ANSI
- They meet strict parameters with respect to electrical system demands and functioning in areas with extreme climatic conditions





HITACHI
Inspire the Next
Hitachi Energy




6



- The adaption to the surrounding conditions is handled with various enclosure types - for indoor application, it can be used without enclosure. In extreme conditions the enclosure and cooler is designed accordingly.
- They are virtually maintenance-free and are manufactured in accordance with industry and international standards including ISO 9001
- They are perfected and developed to include all applications with continuous innovation, research, and development with focus on customers






HITACHI
Inspire the Next


 Hitachi Energy

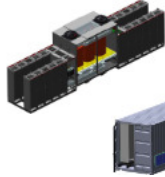
Power Supply Unit (PSU) optimization project





 Hitachi Energy









Partner

Concept Development

Solution



Stages of concept development:

- ✦ Electrical system optimization
- ✦ Mechanical integration - indoor and outdoor
- ✦ Thermal verification - combined cooling system


Optimization iterations - leads to: improved efficiency, reliability, footprint and cost

7

7

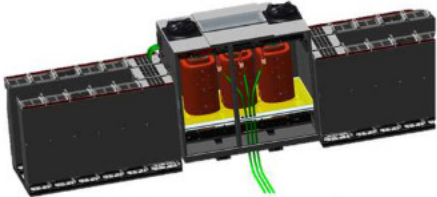




HITACHI
Inspire the Next

 Hitachi Energy

Hitachi Energy - RESIBLOC® Rectification Transformer

- High level of safety - with robust and oil free components
- High power - 5-10 MW PSU power typically
- Voltage level changing via transformer tapings
- Indoor solution, with modular blocks to reduce the DC-cable to a minimum
- Outdoor solution for harsh environments like coastal areas and all regions
- Thermal dimensioning for long reliability at high load factors
- Modular and scalable system to enable plant extensions
- High system efficiency - due to IGBT AFE technology and high efficiency transformer and optimized kA interconnection in the range of 97%
- Grid compliant: harmonics distortion, power factor and fault ride through capabilities - in the power converter control
- Project related services:
 - System simulation capabilities
 - Global manufacturing footprint and service network

Reliable and proven converter and transformer solutions, optimized and system integrated, to reach higher level of performance in operation and project realization.

8

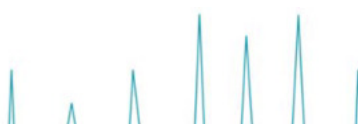
8



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19.September 2023, Schweinfurt



9





16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

Vor-Ort Reparaturen & Überholungen von Leistungstransformatoren

Andreas Bär
TLM-Konferenz 2023 in Schweinfurt

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke. Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

Die Lieferzeit für Transformatoren hat sich in den letzten zwei Jahren verdoppelt.

Wie kann ich in Zeiten von hoher Nachfrage und Lieferengpässen auf notwendige Reparaturen und Ausfälle reagieren?

What you need to know about the booming transformers market

"Last year, everyone in the shipping industry, including our customers, faced major challenges due to port congestions, labor shortages, and general supply chain disruptions. And in times of hardship, it becomes clear who your real partners are," says Carsten Wenzel, a senior manager for high & heavy and breakdowns based in Bremen, Germany. "At Wallenius Wilhelmsen, we have to be very selective when our capacity is stretched and prioritize long-term contracts and partners."

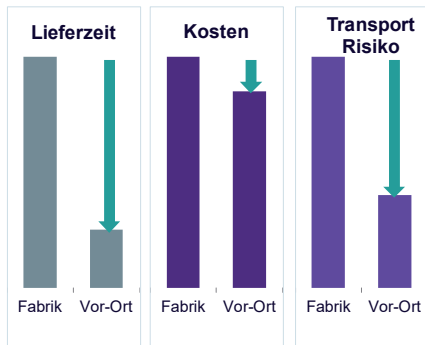
18 May 2023

Trafostationen werden zum größten Hindernis für den Ladesäulenausbau

Für Schnellladestationen werden Abertausende Transformatoren benötigt. Doch weil die Bauteile fehlen, drohen die ehrgeizigen Ausbauziele zu scheitern.

2
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

Die Reparatur und Überholung von Transformatoren vor Ort ist eine echte Alternative zum klassischen Ansatz im Werk.



L

Verkürzte Lieferzeiten

Einhausungen und mobile Kräne sind häufig **lokal verfügbar**.

Weitere **mobile Ausrüstung** kann direkt zum Transformator transportiert werden.

K

Kosteneinsparung

Der Transport des Transformators zur Fabrik und zurück kann einen erheblichen Teil der **Gesamtkosten** ausmachen. Mobile Geräte sind modular und könnten effizienter zur Baustelle transportiert werden.

R

Reduktion der Transportrisiken

Der Transport von Transformatoren birgt immer das Risiko von Beschädigungen. Für eine Vor-Ort-Reparatur müssen nur Ersatzteile transportiert werden.

Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023 3

Welche Reparatur Tätigkeiten können Vor-Ort durchgeführt werden?

L1: Hilfssysteme

Der Austausch, die Reparatur oder die Aufrüstung von Hilfssystemen ist eine häufige Tätigkeit, welche relativ einfach durchgeführt werden kann.

L2: Arbeiten außerhalb des Tankes

Arbeiten außerhalb des Transformertankes können durchgeführt werden, ohne dass der Aktivteil der Umwelt ausgesetzt wird.



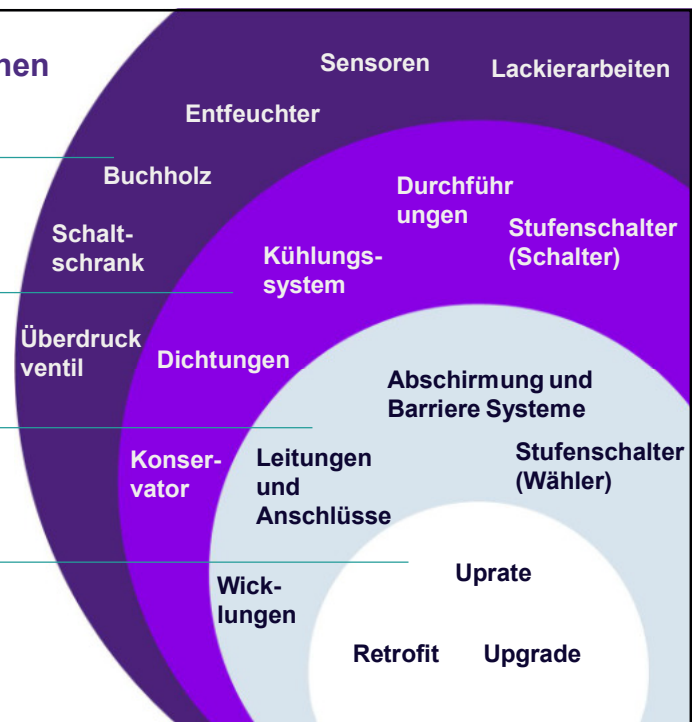
L3: Arbeiten innerhalb des Tankes

Diese Aufgaben erfordern die Demontage wichtiger Teile des Transformators. Maßnahmen zum Schutz des Transformators vor Umwelteinflüssen müssen ergriffen werden.

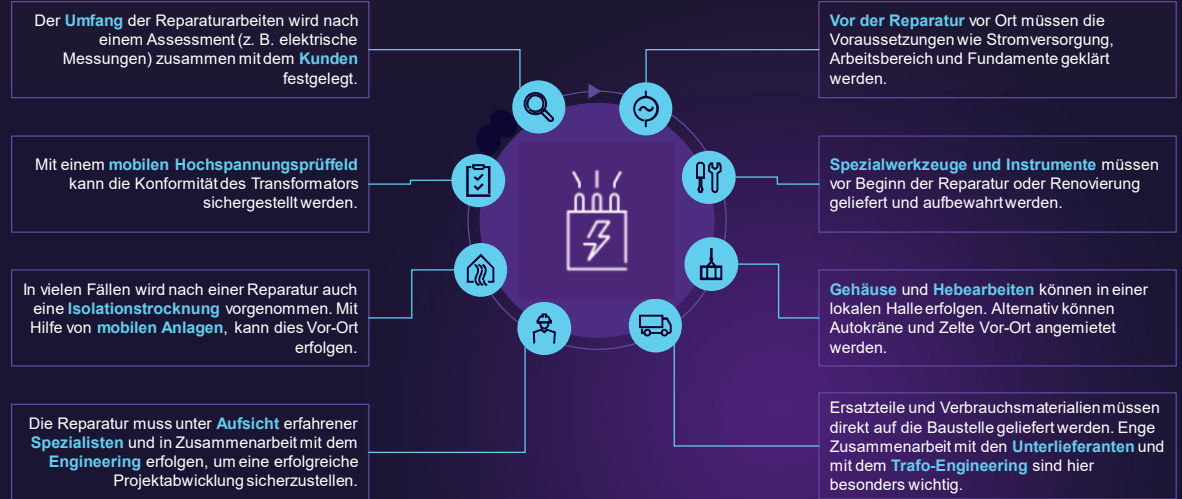


L4: Modifikation des Designs

Diese Aufgaben beinhalten bedeutende Änderungen oder Ergänzungen am Design, den Komponenten oder Systemen des Transformators, um neuen Anforderungen gerecht zu werden.



Wichtige Schritte einer typischen Reparatur und Überholung von Transformatoren Vor-Ort.

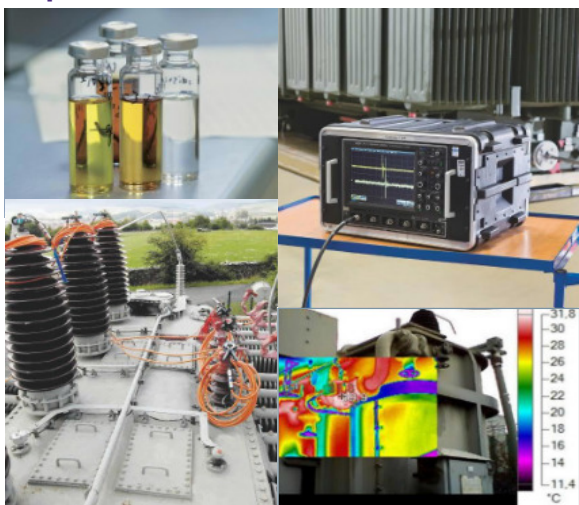


Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

5

Die Vorab Assessment des Transformators ermöglicht eine Zustandsbewertung und die Planung der Arbeiten vor der Reparatur.



Herausforderung

- Sowohl für Reparatur als auch Überholung ist es äußerst wichtig, detaillierte Informationen über den Zustand des Transformators zu sammeln.

Lösung

- DGA - Analyse gelöster Gase
- Standard-Öl-tests (8 - 12 Parameter)
- Visuelle Inspektion und Thermografie
- Furane und andere Alterungsprodukte
- Geräuschmessung (Spektrum Analyse)
- Elektrische Test
- Bewertung der Lasthistorie und Wartungsaktivitäten
- Beurteilung der elektrischen und thermischen Belastung
- Beurteilung des Alterungs- und Feuchtigkeitszustands
- Endoskopie & visuelle Inspektion im Tank

Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

6

Standortuntersuchung zur Sicherstellung der Durchführbarkeit der Reparatur und Planung der Tätigkeiten Vor-Ort.

SIEMENS
ENERGY



Herausforderung

- Durchführung von komplexen Tätigkeiten vor Ort ohne die Voraussetzung eines Transformatoren Werk.

Lösung

- Klärung oder Konstruktion des passenden Fundaments
- Überprüfung des Freiraums für Hochspannungsprüfungen.
- Lagerung von Ersatzteilen und Ausrüstung

Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

7
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

Gehäuse und mobile Hebevorrichtungen ermöglichen eine Reparatur Vor-Ort.

SIEMENS
ENERGY



Herausforderung

- Sauberer und staubfreier Arbeitsbereich
- Vermeidung von Feuchtigkeitseintritt
- Demontage und Montage des Transformators

Lösung

- Ein mobiler Kran ermöglicht Demontage und Montage des Transformators.
- Mietzelte oder Schnellbauhallen bieten den erforderlichen Schutz vor Regen und Staub.
- Mobile Klimageräte begrenzen den Feuchtigkeitseintritt.

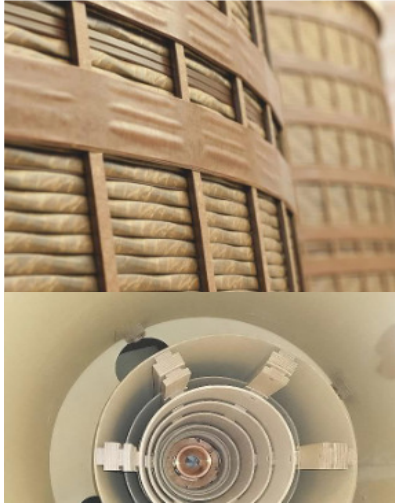
Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

8
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

Globale Lieferantennetzwerke und Trafo-engineering gewährleisten die Verfügbarkeit von passenden Ersatzteilen.



Herausforderung

- Lieferung von Ersatzkomponenten wie Wicklungen direkt auf die Baustelle (kurze Lieferzeit).
- Sicherstellen der Kompatibilität oder Anpassung an neue Designs (Engineering).

Lösung

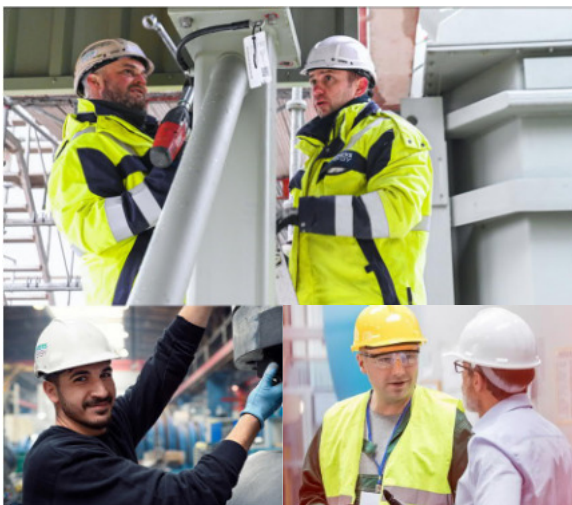
- Flexible Beschaffung von Ersatzteilen, um eine schnelle Lieferung und hohe Verfügbarkeit sicherzustellen.
- Enge Zusammenarbeit mit Zulieferern, um bestmöglichen Support sicherzustellen.
- Gewissenhafte Planung zur Minderung fehlender Werkflexibilität.
- Ingenieurs-Expertise, um passende Komponenten auch an älteren Transformatoren zu gewährleisten.

Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

9

Erfahrene Baustellenleiter und Monteure sind erforderlich, um eine hohe Qualität sicherzustellen.



Herausforderung

- Vor Ort werden die Arbeiten außerhalb der routinemäßigen Prozesse der Fabrik durchgeführt.

Lösung

- Erfahrenes Personal ist erforderlich, um ein hohes Maß an Qualität und Sicherheit sicherzustellen.
- Bei Bedarf können Spezialisten aus einer Transformatorenfabrik hinzugezogen werden.

Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

10

Meist ist nach einer Reparatur die Trocknung des Aktivteils nötig.

SIEMENS
ENERGY



Herausforderung

- Die Feststoffisolation des Transformators nimmt während Betriebs und Reparatur Feuchtigkeit auf.
- Dadurch steigt die Gefahr von Kurzschlüssen und Teilentladungen.

Lösung

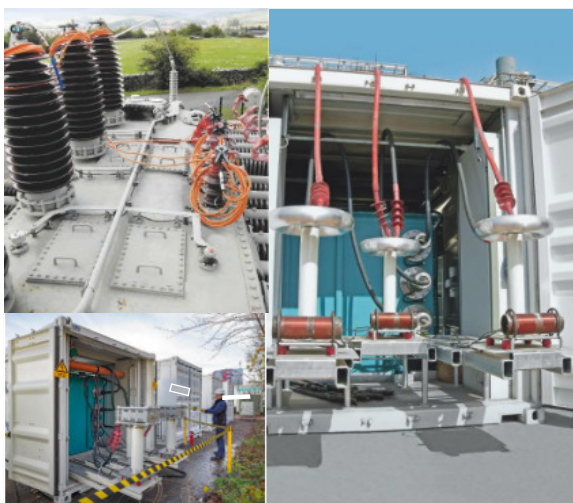
- Es stehen verschiedene Vor-Ort-Trocknungsmethoden zur Verfügung, von denen jede ihre eigenen Vorteile hat:
 - Hot Oil Spray
 - Low Frequency Heating
 - Vapor Phase in Tank
- Der erreichbare Feuchtigkeitsgrad hängt vom Typ und Alter des Transformators ab.
- Wenn mehr als 1 % Feuchtigkeit entfernt wird, muss ein nachziehen der Einspannkkräfte in Erwägung gezogen werden.

Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

11
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

Mobile Hochspannungstest überprüfen die erfolgreiche Reparatur des Transformators.

SIEMENS
ENERGY



Herausforderung

- Sicherstellen einer erfolgreichen Reparatur oder Überholung des Transformators.
- Erkennen von potentiellen mechanischen oder elektrischen Problemen.

Lösung

- Elektrische Test erfolgen vor der Hochspannungsprüfung
- Hochspannungsprüfung
 - Kurzschlussimpedanz
 - Leerlaufverlust und -strom
 - Induzierte Spannungsprüfungen mit TE-Messungen
 - Applied Voltage AC
 - Applied Voltage DC
 - Polarity reverse test

Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

12
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023



16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19. September 2023, Schweinfurt

Disclaimer

© Siemens Energy, 2023

„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.“

13
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023

Kontakt

SIEMENS
energy



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

Customer Support Center:

Tel.: +49 911 6505 6505

Email: support@siemens-energy.com

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

Siemens Energy ist eine von der Siemens AG lizenzierte Marke.

14
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2023



16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19. September 2023, Schweinfurt

Richtig messen, technisch interpretieren - Trafodiagnose leicht gemacht?

Guntmar Gunkel

Einführung

Es geht um Messungen und Diagnose an Transformatoren. Transformatoren sind ein teures Gut und zudem an exponierte Stelle im elektrischen Netzwerk der Energieversorgungen platziert. Ein Ausfall dieser Komponente führt neben den eigenen Schaden auch zu hohen monetären Lateralschäden. Hier sind neben den Energieversorgern auch die Industrie betroffen, welche in der Regel schwer an Ersatztransformatoren kommt.

Das Ziel der Messtechnik besteht darin, genaue und verlässliche Informationen über physikalische Größen zu gewinnen. Diese Informationen, welche als Daten vorliegen, können dann analysiert und mit anderen Daten verglichen werden. Anhand der gewonnenen Erkenntnisse können dann Entscheidungen getroffen werden.

Daten können in analoger oder digitaler Form vorliegen und werden zur Regelung, Prozesssteuerung oder zur Diagnose verwendet. Hierbei können unterschiedliche Parameter wie Temperatur, Druck, Länge, Masse, Zeit, Stromstärke, elektrische Spannung und weitere Parameter gemessen werden. In dem Bereich der Elektrotechnik sind die Größen Strom, Spannung und Zeit die direkt messbaren Größen. Andere Größen werden errechnet oder aus anderen Disziplinen, wie z.B. den Öllaboren zur Verfügung gestellt.

Es gibt in der Messtechnik ein breites Sortiment an Messgeräten und Methoden. Vom Gliedermaßstab und Thermometer bis zu Spektroskopen und komplexen Laborsystemen. Somit verbindet die Messtechnik die Ingenieurwissenschaften mit Physik und Mathematik. Das Ergebnis ist ein besseres Verständnis der Dinge und somit ein kontinuierliches Voranschreiten des technologischen Fortschritts.

Der Diagnoseprozess setzt sich zusammen aus Fehlererkennung, Daten und Informationsaufnahme, wie Messungen und visuelle Inspektion,

Basierend auf den gesammelten Daten und Analysen wird die wahrscheinlichste Ursache für das Problem diagnostiziert.

In der Phase der Problembeseitigung wird eine Lösung oder Reparaturstrategie entwickelt.

Messgeräte

Es gibt einige Messgeräte auf dem Markt mit denen sich die verschiedenen Messaufgaben lösen lassen. Da sind einphasige Systeme und auch dreiphasige Systeme vorhanden. Der Vorteil dieser Geräte liegt darin, dass auch eine entsprechende Quelle mit an Bord ist. Man braucht also keine Batterie(?) oder externe DC-Quelle oder eine AC-Quelle für die Wechselstrommessungen. Natürlich geht das auch mit einem kleinen Transformator oder mit der Netzspannung es kann aber sein, dass 220 V mitunter schon mal zu hoch sind, weil sich einstellende Strom bei der Ermittlung der Kurzschlussimpedanz einfach zu groß wird. Bei der Anschaffung eines Systems sollte jedoch auch die manuelle Einstellung der Parameter geachtet werden, damit nicht alles nur dem System überlassen wird. Bewährt haben sich auch die kommerziellen Systeme zu SFRA-Messung und die FDS-Messung. Hier war die Ermittlung über einen Netzwerkanalyser (SFRA) doch ziemlich aufwendig. Zudem hat die Norm IEC 60076-18 doch in diesem Fall einen einschränkenden Charakter.

Ermittlung der Wicklungswiderstände.

Neben dem Nachweis der Übersetzung und der Isolationswiderstände ist das Ermitteln der Wicklungswiderstände die häufigste messtechnische Aufgabe. Meist wird diese Messung durch das Ergebnis eine Gas in Öl-Analyse (DGA) empfohlen. Bei dieser

Messung der Widerstände der kompletten Wicklung einschließlich der Verbindungen und Schalterkontakten ermittelt. Entweder Phase - Sternpunkt der Phase - Phase. Zu beachten wäre noch, dass der Messstrom nicht höher als 10 % des Transformatornennstroms sein sollte und als minimaler Strom sollten 1 % des Nennstromes gewählt werden. Es versteht sich von selbst, dass bei den Messungen die spannungsrichtige Vierdrahttechnik angewandt wird.

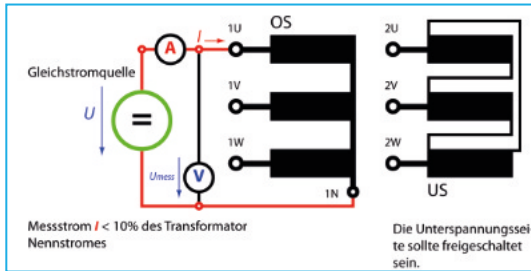


Bild 1: Darstellung einer einphasigen R-Messung mittels Strom- und Spannungsmessung.

Bei großen Maschinentransformatoren ist das Ermitteln der Unterspannungswiderstände etwas zeitaufwändig. Da kann das Messen schon mal bis zu einer Stunde pro Phase dauern. Nach etwas 10 Minuten scheint sich ein stabiler Messwert einzustellen, welcher jedoch nicht mit den Werten des Herstellerprotokolls übereinstimmt. Nach weiteren 30 Minuten jedoch fällt der Messwert noch einmal ab und der Wert des Herstellers ist erreicht. Abhilfe kann hier durch die Reihenschaltung der 400 kV Oberspannungswicklung mit der auf dem gleichen Schenkel liegenden 27 kV Unterspannungswicklung bringen. Hier wird durch die hohe Amperewindungszahl der Kern schneller aufmagnetisiert und der Widerstandswerte stellt sich schneller ein. Leider kann diese Schaltungsvariante wegen der baulichen Gegebenheiten in den Kraftwerken selten angewandt werden. Eine zweite Möglichkeit wäre über geeignete Software den Strom und die Spannung zeitgleich zu messen. Dadurch entfällt die Zeit der Aufmagnetisierung des Kerns.

Wie werden die Ergebnisse nun bewertet? Zum einen gibt es die Herstellerwerte, mit denen man die ermittelten Werte vergleichen kann, zum anderen kann im Normalfall davon ausgegangen werden, dass alle drei Spulen

einer Spannungsebene untereinander ähnliche Werte haben.

Was kann bei einer Widerstandsmessung noch so schief laufen? Bei einer Trafoendabnahme (FAT) werden die Wicklungswiderstandswerte ermittelt. Wie vorher schon geschrieben sind das Referenzwerte für die Zukunft. Bei dieser Messung hatten zwei Phasen um die 200 mΩ und eine Phase 400 mΩ. Während der Aktivteilabnahme hatte alle drei Wicklungswiderstände jedoch 200 mΩ. Daraufhin wurde das Aktivteil wieder gezogen und die entsprechende Phase inspiziert. Es stellte sich heraus, dass die Pressverbindung unsauber war. Nach neuer Vorgabe wurde der zu crimpende Leiter nicht mehr durch eine Flamme entlackt, sondern chemisch durch einen Lackentferner. Da noch Rückstände verblieben sind und nicht gereinigt wurde, ergab sich nach dem Crimpen der erhöhte Widerstand.

Während einer dreikanaligen Messung der Wicklungswiderstände war eine Spule vom Widerstandswert deutlich anders. Nach Diskussion wurden alle drei Widerstände über denselben Kanal gemessen, nun waren alle drei Widerstandswerte in Ordnung. Was auch schon vorgekommen ist, ist dass die Werte der Wicklungswiderstände des Herstellers höher ausfallen, als die Nachmessung vor Ort. Das ist nur insofern beruhigend, als dass der Hersteller vermutlich nicht richtig gemessen hat. Vor Ort gemessene niedrigere Widerstandswerte erzeugen keine Wärmeentwicklung.

Nachweis der Übersetzungsverhältnisse

Die Rede ist hier von dem Übersetzungsverhältnis leerlaufender Transformatoren. Unter Last stellt sich die Sache wegen der Verluste, hervorgerufen durch die übertragende Leistung und weiteren Einflussgrößen etwas anders dar. Diese Übersetzungsfaktoren lassen sich nur schwer bestimmen, deshalb wird nur das Übersetzungsverhältnis im Leerlauf bestimmt und mit diesem auch verglichen.

Bei einem Schaden ist die Übersetzungsmessung neben der Isolationswiderstandsmessung eine der ersten Messungen, um sich einen ersten Eindruck über den Zustand des Transformators zu verschaffen. Ist die

Übersetzung in Ordnung, geht das Sammeln an Daten weiter. Ist die Übersetzung nicht in Ordnung, dann ist der Transformator massiv geschädigt.

Um die Übersetzung mit einfachen Mitteln zu bestimmen, wird eine Spannung auf der Oberspannungsseite eingespeist und gemessen. Das kann zur Not auch mit 220 V und zwei digitalen Voltmetern (RMS Technik) durchgeführt werden. Auch hier ist auf der speisenden Seite die Vierdrahttechnik anzuwenden.

Um den Strom und die Schaltgruppe (Vektoren) zu messen, sollte man entweder ein Amperemeter und ein Oszilloskop benutzen oder eine Übersetzungsmessbrücke. Am besten ist jedoch ein entsprechendes Messsystem, mit dem alles Wichtiges ermittelt wird.

Die einphasige Übersetzungsmessung wird immer am gleichen Schenkel gemessen, also 1U-1N / 2U-2N an Schenkel U, 1V-1N / 2V-2N an Schenkel V und so weiter. Auf dem Schaltbild des Transformators ist die Lage der Spulenpaare abzulesen. Das wird wichtig, wenn es sich um Stern / Dreieck Systeme handelt und um die zugehörige Schaltgruppe z.B. Ynd5 oder Ynd11. Die Abweichung ist laut Norm 0,5% vom Konstruktionswert. Diese Werte sind auf dem Leistungsschild des Transformators abzulesen oder auch in den Protokollen der Hersteller.

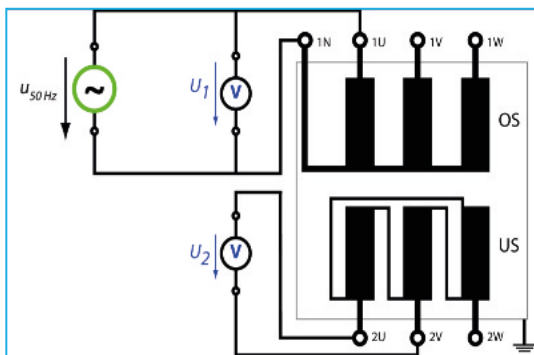


Bild 2: Darstellung einer einphasigen Übersetzungsmessung mittels zweier Voltmeter

Da die Übersetzung eines leerlaufenden Transformators in erster Linie auf den Kern angewiesen ist und infolgedessen auch auf ein gewisses Maß Durchflutung, sollte die Messspannung nach Möglichkeit schon größer

als 150 V AC sein. Um Vergleiche mit anderen Ergebnissen herzustellen sind 50 Hz eine gute Wahl, gerade dann, wenn der Strom mit aufgezeichnet und als Vergleich mit herangezogen wird.

Die Bewertung der Übersetzungsmessung ist recht einfach. Entweder die Ergebnisse stimmen und der Transformator ist übersetzungstechnisch in Ordnung oder die Ergebnisse sind nicht in Ordnung und der Transformator muss geöffnet werden.

Falls Transformatoren mit Schwenkwinkel, wie in vielen Gleichrichteranwendungen oder Phasenschiebertransformatoren gemessen werden sollen, empfiehlt es sich am besten ein dreiphasiges System zu benutzen. Natürlich können die Messungen auch mit einfachen Mitteln durchgeführt werden, aber das ist doch recht zeitaufwendig und für eine Vor-Ort-Messung nicht zu empfehlen. Alleine schon die Bestimmung der Schwenkwinkel ist entweder über Vektoraddition oder mit einem Oszilloskop doch zeitintensiv. Bei normalen Zweiwickel- oder Dreiwickeltransformatoren gestaltet sich die Übersetzungsmessung recht einfach. Einfach die Spannungswerte vom Leistungsschild nehmen und teilen und schon ist der zu erwartende Wert festgelegt. Nach wie vor gilt auch hier, bei Unsicherheiten Messungen noch einmal wiederholen.

Nachweis der Kurzschlussimpedanzen

Die Kurzschlussimpedanz (Z_k) eines Transformators ist eines der netzbestimmenden Parameter. In diesen Zusammenhang steht auch die Kurzschlussspannung oder die relative Kurzschlussspannung u_k /%. Aufgenommen in den Prüffeldern der Hersteller wird die Kurzschlussspannung, welche sich bei dem entsprechend Nennstrom des Transformators einstellt. Daraus errechnet sich der prozentuale Anteil zur Nennspannung u_k . Diese ist auf dem Leistungsschild eines Transformators angegeben. Für die Bewertung des Transformators ist der u_k Wert wichtig, denn daraus lässt sich, wenn nicht auch auf dem Leistungsschild angegeben, die Kurzschlussimpedanz Z_k errechnen.

Es ist wichtig, dass der Kurzschluss auf der Unterspannungsseite ausreichend dimensioniert ist. Als Richtwert kann man pro Ampere 1 mm² bis 2 mm² annehmen. Durch den Kurzschluss ist der Einfluss des Kerns aufgehoben und die Kopplung des magnetischen Kreises geschieht über den Streukanal.

Messtechnisch ermitteln lässt sich die Kurzschlussimpedanz dreiphasig oder auch einphasig. Wenn drei Werte vorliegen wird der Mittelwert gebildet. Gemessen wird Strom und Spannung. Daraus errechnet sich die Kurzschlussimpedanz. Messsysteme weisen noch den ohmschen und induktiven Anteil der in „Reihe“ geschalteten Spulen aus. Das ist aber für die Bewertung des Transformators vor Ort nicht so wichtig. Wichtig ist die Abweichung des gemessenen Wertes zu dem erwarteten Wert, welcher über die Angaben des Leistungsschildes oder dem Prüfprotokoll errechnet worden ist. Die Abweichung sollte je nach Transformatortyp und Spannungsebene nicht mehr als 2 % betragen. Der Streukanal stellt den Abstand zwischen der Oberspannungsspule und der Unterspannungsspule eines Schenkels dar. In der Regel ist das eine koaxiale Anordnung dar und durch die Spulenverspannung eine feste geometrische Größe (das dies auch eine feste kapazitive Größe ist, wird bei der SFRA Messung deutlich). Dieser Abstand bestimmt zum großen Teil die Kurzschlussimpedanz. Wenn durch einen Kurzschluss und der resultieren elektromagnetischen Kraft eine Verwerfung der Spulen stattfindet, kann diese Messung das zeigen.

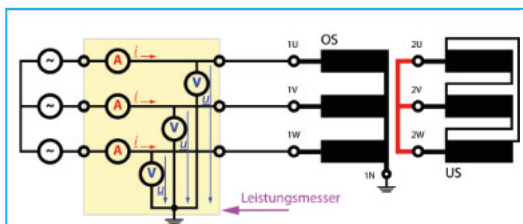


Bild 3: Darstellung einer dreiphasigen Z_k Messung mittels eines Leistungsmessers.

SFRA Messung

Die SFRA-Messung (Sweep Frequency Response Analysis) ist eines der neueren

Messverfahren. Hier wird einmal versucht, die komplexen Vorgänge auf ein einfaches elektrisches Normalmaß zu bringen.

Bei diesem Verfahren wird das unterschiedlich Frequenzverhalten der passiven Bauelemente Induktivität (L), Kapazität (C) und Widerstand (R) ausgenutzt. Eine Kapazität ändert sich zum Beispiel dadurch, dass sich der Abstand der Elektroden zueinander ändert, oder die Fläche der Elektroden oder auch das Dielektrikum. Abstand und Flächen sind geometrische Größen. Gleiches findet sich auch bei den Induktivitäten, wo z.B. eine Längenänderung die Induktivität beeinflusst. Was ebenfalls eine geometrische Größe ist. Die hier mit R bezeichneten Bauteile sind die Widerstände, die den ohmschen Anteil der Komponenten nachbilden.

Kommen wir zu den Bauteilen selber. Widerstand R hat im vorliegenden Fall im Bezug auf die Frequenz keine Bedeutung. Die Impedanz von der Induktivität L wird mit steigender Frequenz hochohmig und die Impedanz von der Kapazität C wird mit steigender Frequenz niederohmig. Diese unterschiedlichen Eigenschaften der Impedanzen werden z.B. in der Filtertechnik und Kompensation eingesetzt. Man kann damit bestimmte Frequenzen sperren oder durchlassen, also Hochpass- oder Tiefpassfilter.

Man kann die Sache auch umdrehen und ein gegebenes und weitgehend unbekanntes RCL-Netzwerk mit Frequenzen beaufschlagen und schauen wie sich das Netzwerk verhält. Ein Netzwerk, welches aus den erwähnten Komponenten besteht, ist der Transformator.

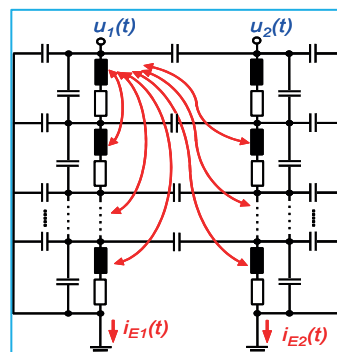


Bild 4: Einfache Darstellung des RCL Netzes eines Transformators. Entnommen aus [1]

Durchgeführt die wird die SFRA Messung meist in der Standardversion (end to end) am Transformator wie folgt. Man beaufschlagt eine Spule z.B. 1U-1N mit einem Frequenzsweep von 20 Hz bis 2 MHz und schaut sich die entsprechende Signalantwort an. Das Gleiche führt man an den an den anderen Phasen durch.

In der Signalantwort dargestellt auf der Abszisse die Frequenz im logarithmischen Maßstab und auf der Ordinate die Impedanz oder Größe / dB. Auf dem Diagramm befinden sich die Resonanzfrequenzen, bei denen sich die unterschiedlichen Impedanzen von L und C aufheben. Diese Punkte sind bei einem festen RCL-Netzwerk immer gleich.

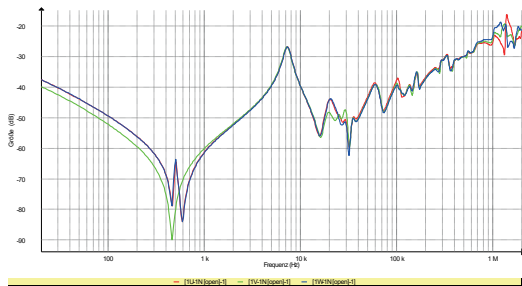


Bild 5: Darstellung der Übertragungsfunktionen der drei Phasen.

Wie wird die SFRA-Messung interpretiert?

Wenn Vormessungen stattgefunden haben, so kann ein Vergleich mit diesen sehr sinnvoll sein. Verglichen werden die Diagramme der beiden Messungen. Es wird zunächst auf eine Übereinstimmung der Resonanzpunkte oberhalb von ca. 3 kHz bis ca. 400 kHz. Der obere Bereich wird abhängig vom Transformatorentyp variieren. In diesen Bereich ist die Übertragungsfunktion der Spulen wirksam. Der untere Bereich, von 20 Hz bis ca. 3 kHz ist der Bereich des Kerns. Hier finden sich aufgrund äußerer Einflüsse und der Remanenz die größten Abweichungen zu den Vormessungen.

Sind keine Vormessungen vorhanden, so ist aktuell nur der Spulenvergleich sinnvoll. Die bisherige Praxis hat gezeigt, dass dieser Vergleich auch belastbar ist. Es gibt auch Auswertekriterien, die man nutzen kann, aber einem nicht befriedigend weiterhelfen. Als Beispiel wäre der „Chinese standard“ zu nennen.

Was kann zu Fehlinterpretation führen?

Eine Überprüfung der korrekten Anschlussstechnik ist nötig. Das Erdungskonzept sollte gerade bei langen Durchführungen (> 110 kV) unbedingt eingehalten werden, um die Schleifenbildung gering zu halten. Fotos und/oder Beschreibung des Messaufbaus sind erforderlich. Wenn beim Stufenschalter (OLTC) auch die Mittelstufe gemessen wird, dann protokollieren, von welcher Stufe die Mittelstufe angefahren wurde. Da als Messleitung eine Koaxialleitung (50 Ω) verwendet wird, ist diese bei Beschädigung (Knicke, Durchtritt speziell auf Gitterrosten, usw.) auszutauschen.

Messungen an kapazitiv gesteuerte Durchführungen

Kapazitive gesteuerten Durchführungen werden in der Hauptsache an Transformatoren ≥ 110 kV eingesetzt. Vereinzelt befinden sich auch gesteuerte Durchführungen auf Mittelspannungstransformatoren und Stromdurchführungen der 21 kV / 27 kV Ebene an der Unterspannung der Maschinentransformatoren. Mittlerweile haben fast alle Durchführungen namhafter Hersteller einen Messanschluss. Bei älteren Transformatoren waren sogar die 200 kV Durchführungen ohne Messanschluss. Dann musste, um die Durchführungen am Transformator messen zu können, die Durchführungsflansche isoliert werden, um dann als Messanschlusersatz zu dienen. Während des Betriebs ist der Flansch selbstverständlich stromtragend geerdet.

Mittlerweile gibt es drei vom Aktivteil her betrachtet Typen. Öl imprägniertes Papier (OIP Technologie), Harz imprägniertes Papier (RIP Technologie) und als neuste Technologie Harz imprägnierte Kunststoffe (RIS Technologie). Letztere Typen sind ohne Papier.

Harz beschichtetes Papier (RBP Technologie) ist nicht mehr Stand der Technik und wo dieser Typ noch im Einsatz ist, sollte über einen schnellen Austausch nachgedacht werden.

Der Leiterbolzen stellt die eine Seite des kapazitiven Teilers dar, der Messanschluss die Andere. Während des Betriebs ist die

Messanschlussseite geerdet. Ermittelt wird die Kapazität der zwischen diesen beiden Punkten. Das Aktivteil besteht aus mehreren Aluminiumfolien, welche die Gesamtkapazität der Durchführung bestimmt. Alle Leiterbolzen werden miteinander verbunden und an die Hochspannungsquelle (12 kV) angeschlossen. Am Messanschluss wird dann das Messkabel angeschlossen und die Kapazität ermittelt.

Als Messsystem für die Vor-Ort-Messung empfiehlt sich ein kompaktes, leicht zu transportierendes System. Vorläufer der Messsysteme waren portable Schering Brücken mit Referenzkondensator. Hochspannungsquelle und Verstärker, der Abgleich der Brücke geschah von Hand, abgeglichen wurde nach Betrag und Richtung, also Kapazität und Verlustwinkel. Moderne System gleiche selber ab und arbeiten auch nicht mehr mit einem Vergleichskondensator. Präzise Elektronik erfasst den Verlustwinkel ebenso genau wie eine gut abgestimmte Scheringbrücke.

Wo können die Fehler liegen? Da wäre unter anderem unsaubere Oberflächen der Durchführungsschirme, Feuchtigkeit, Witterung, mangelnde Kontaktierung der Messleitungen und der Messaufbau zu nennen.

Zusammenfassung

Um eine saubere Interpretation der ermittelten Messergebnisse durchführen zu können, bedarf es in erster Linie eine sichere und belastbare Messung. Hierzu muss der Ausführende wissen, was zu tun ist. Das setzt eine Fertigung mit dem entsprechenden Messsystem voraus. Auch eine gute Kenntnis über die zu messenden Objekte ist erforderlich. Was wird erwartet und wie sieht das Ergebnis aus? Sind die Abweichung zu offensichtlich, muss noch einmal geprüft werden. Besteht die Meinung, dass richtig gemessen wurde, so werden die Messwerte technisch interpretiert. Kommt man zu dem Schluss, dass alles in Ordnung ist, so ist von der messtechnischen Seite die Suche nach einem Fehler beendet. Eine weitere Quelle, warum der Transformator vom Netz genommen wurde, kann in dem Bereich der Schutz- und Überwachungssysteme zu finden sein. Zum Beispiel kann fehlendes Öl

in der Thermometertasche eine große Auswirkung haben.

An diesen Punkte geht dann die Fehlerfindung weiter.

Richtig messen? Nötig.

Technisch interpretieren? Möglich.

Trafodiagnose leicht gemacht? Nicht immer einfach.

Literaturhinweise

[1] Thomas Leibfried: *TAW Seminar Transformatoren*, 2012

Guntmar Gunkel: *TAW Seminar Transformatoren*, 2017, 2018

DIN EN 60067: *Leistungstransformatoren*

DIN EN 60137- 2018: *Isolierte Durchführungen für Wechselspannung über 1 kV*

Guntmar Gunkel: *TLM 2013*, Hannover 2013

Guntmar Gunkel: *HDT Trafoseminar 2018*

Autorenanschrift

Guntmar Gunkel
Im Dahl 29
58579 Schalksmühle
Germany

E-mail: info@idea-metrology.de





Diagnose von Leistungstransformatoren mittels moderner Vibrationsanalyse

Dennis Albert, OMICRON electronics
TLM Konferenz, 19. September 2023, Schweinfurt

© 2023 OMICRON



1



Stufenschalter- diagnose

© 2023 OMICRON

2

► Stufenschalterdiagnose – Übersicht

► Statischer Wicklungswiderstand

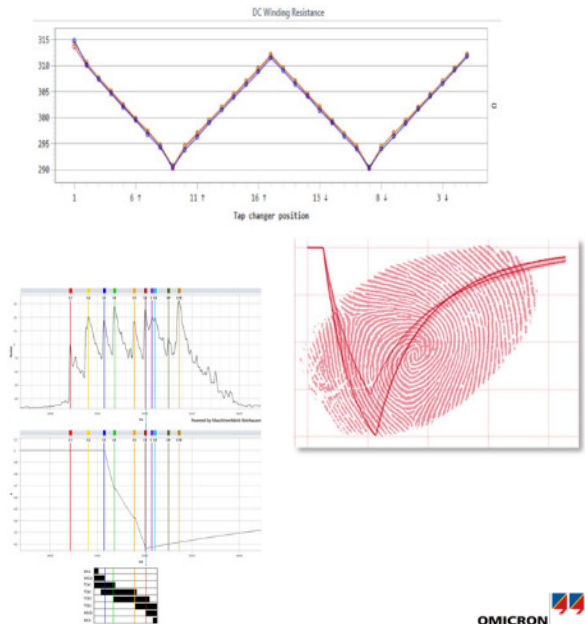
- Fokus: Stromführender Pfad
- Wicklungs- und Übergangswiderstände

► Dynamischer Widerstandsmessung (DRM, OLTC-scan)

- Fokus: Stromführender Pfad & Lastumschalter
- „Fingerprint“-Methode
- Dynamisches Verhalten des Lastumschalters
- Motordiagnose mit kombinierter Motorstrommessung

► Vibroakustische Messung (VAM)

- Fokus: Mechanik des Stufenschalters
- „Fingerprint“-Methode
- „Offline“ & „Online“ Messung



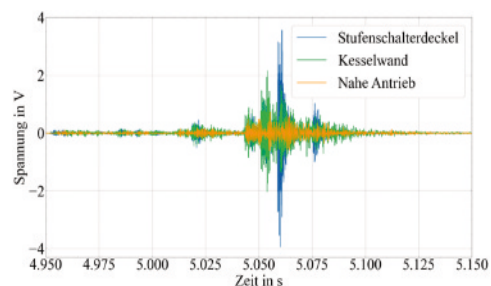
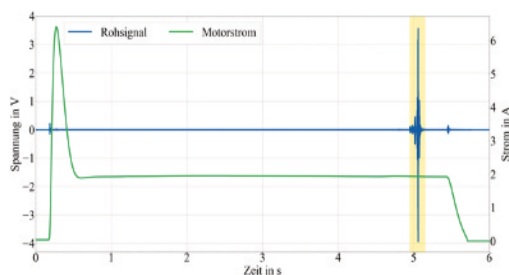
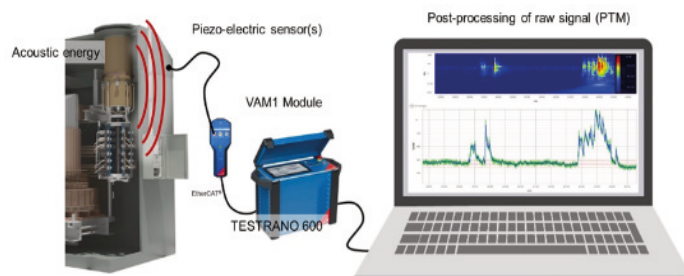
© 2023 OMICRON



3

► Vibroakustische Messung (VAM)

- Piezo-elektrische Sensoren
- Befestigung: Magnetadapter
- Abtastrate: 250 kHz
- „Offline“: VAM + Dyn. Widerstand
- „Online“: VAM + Motorstrom



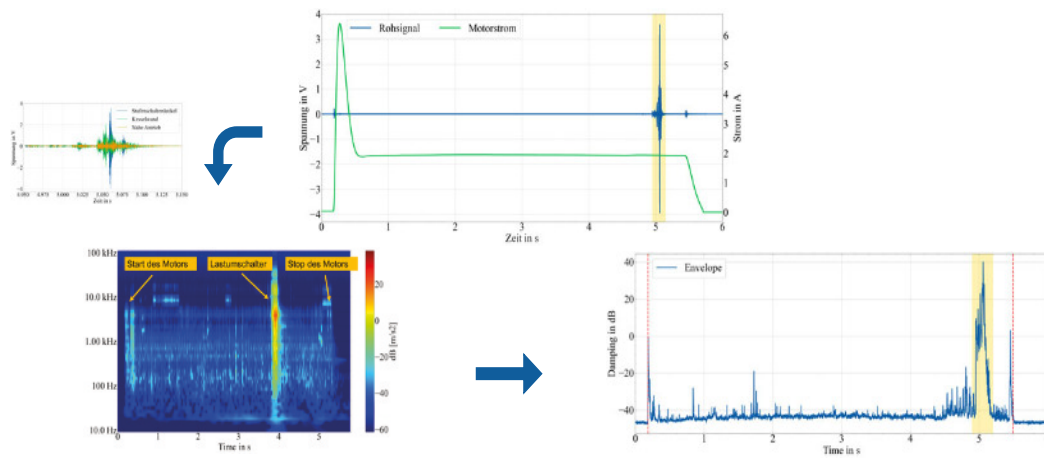
© 2023 OMICRON



4

Vibroakustische Messung (VAM) - Analyse

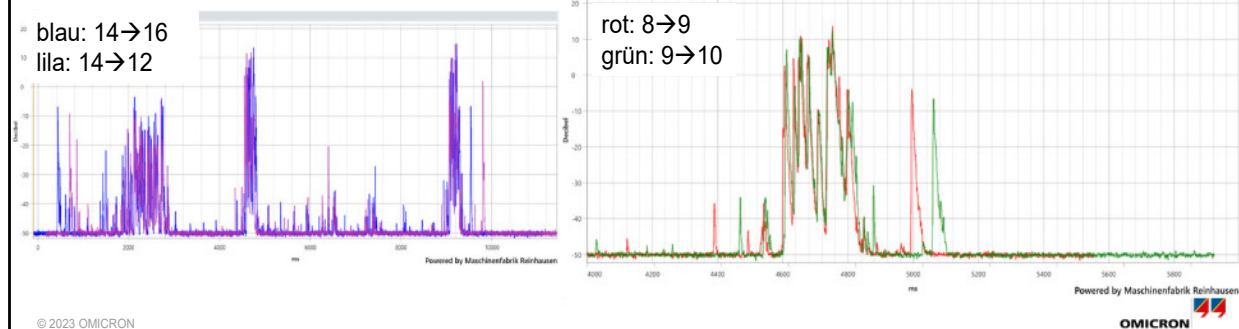
- ▶ Triggerung mit Motorstrom („Offline“-Methode)
- ▶ Signalverarbeitung: Wavelet-Transformation & Integration im Frequenzbereich
 - ▶ Hüllkurve dient als Fingerabdruck



5

VAM-Fallbeispiel: 200 MVA Netzkupplentransformator

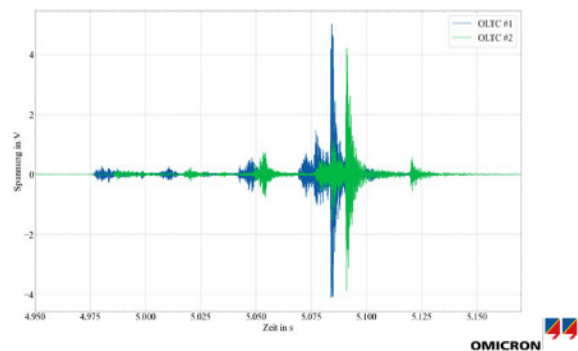
- ▶ **Stufenschalter**
 - ▶ Trafo-Union Bj. 1975
 - ▶ Typ: CRNG 220E/1002/5-26
- ▶ Vergleich gerade/ungerade Stufen
- ▶ gute Reproduzierbarkeit



6

VAM-Fallbeispiel: Schwestertransformator

- ▶ Schwestertransformator-Vergleich, weil keine Referenzdaten vorhanden
- ▶ Grund: Wartung des Stufenschalters
- ▶ 426/21 kV Maschinentransformator
- ▶ Stufenschalter MR Oiltap Type G
 - ▷ 27 Positionen
 - ▷ Wendeschalter auf Position 14



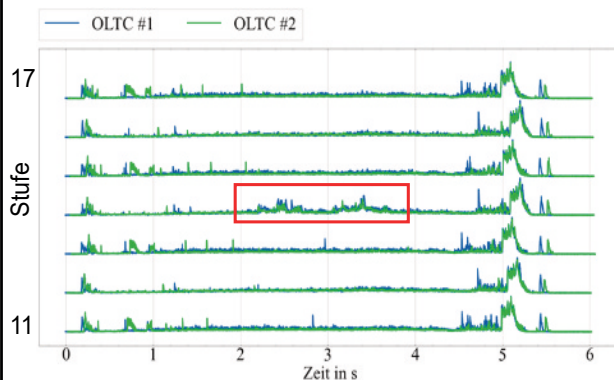
© 2023 OMICRON

OMICRON

7

VAM-Fallbeispiel: Schwestertransformator

- ▶ Exemplarisch: Stufen 11-17
 - ▷ Vergleich gerade/ungerade Positionen empfohlen
 - ▷ Mittenposition: Stufe 14
- ▶ Aktivität des Wendeschalters erkennbar

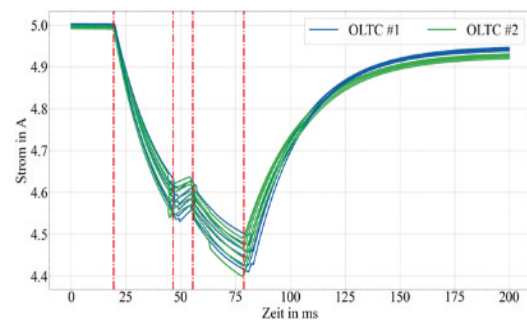


© 2023 OMICRON

OMICRON

8

- ▶ Vergleich zwischen Schwestertransformatoren möglich



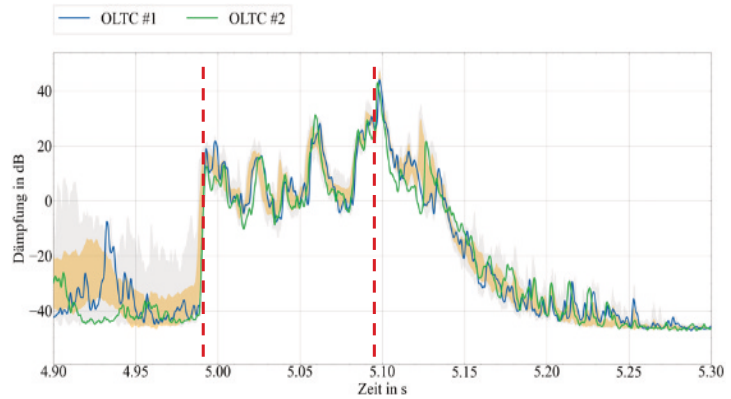
	OLTC #1	OLTC #2
1. Intervall	29 ms	26 ms
2. Intervall	6 ms	9 ms
3. Intervall	27 ms	24 ms
Gesamtschaltzeit	62 ms	59 ms

© 2023 OMICRON

OMICRON

VAM-Fallbeispiel: Schwestertransformator

- ▶ Detailansicht Stufe 11
- ▶ Standardabweichung aller Stufen während Lastumschaltung
 - ▶ 3,8 dB (4,98 - 5,08 s)
 - ▶ geringe Schwankung zwischen Positionen
 - ▶ Schaltzeit VAM: 108,6 ms
 - ▶ Schaltzeit DRM: 62 ms/59 ms (#1/#2)



© 2023 OMICRON

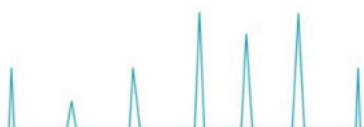


9



© 2023 OMICRON

10



▶ Transformatorvibrationen

Ursachen

- ▶ Leerlaufgeräusche:
Magnetostriktion der Kernbleche $\propto U^2$
 - ▶ Erregung
 - ▶ DC-Beeinflussung

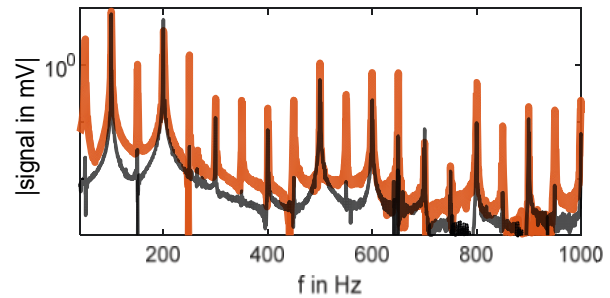
- ▶ Lastgeräusche:
Lorentzkraft auf Wicklungen $\propto I^2$

Begleiterscheinungen

- ▶ Zunahme der Lautstärke
- ▶ Zunahme der Verluste

Motivation

- ▶ Detektion von DC & Spannungsharmonischen durch Vibrationsmessung am Kessel



© 2023 OMICRON



11

▶ Detektion von DC-Beeinflussung & Harmonischen

Hintergrund

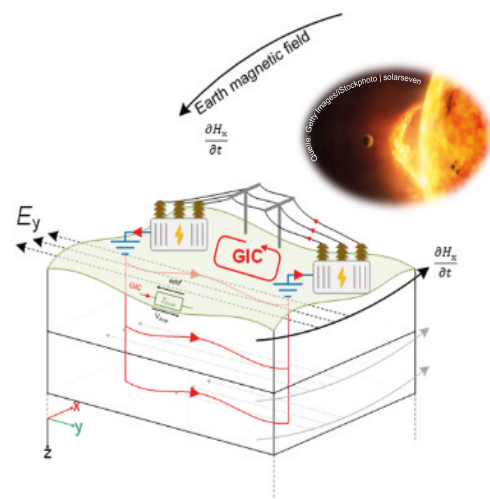
- ▶ DC Beeinflussung via geerdete Sternpunkte
 - ▶ Halbzyklussättigung
- ▶ Harmonische z. B. durch Leistungselektronik

Prinzip der Detektion

- ▶ Bewertung Verhältnis
 - ▶ **ungerade** vs. **gerade** Harmonische in Vibration
- ▶ "Fingerprint" nicht notwendig, aber hilfreich
- ▶ DCD: **DC** Detection-Wert
- ▶ VHD: **Voltage Harmonics** Detection-Wert

DCD	< 0,1	,1 - 0,60	,6 >
VHD	1,0 ± 0,25	1,0 ± 0,5	,0 ± 0,5

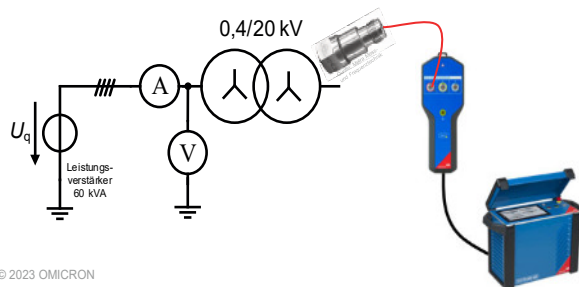
© 2023 OMICRON



12

▶ **Fallbeispiel – 50 kVA Ortsnetztransformator**

- ▶ 0,4/20 kV ynYN Transformator im Leerlauf
- ▶ Quelle: 60 kVA Leistungsverstärker
- ▶ Tests: $325 V_{p,L-N}/50 \text{ Hz} + \text{Harmonische}$ oder DC
 - ▶ Harmonische: EN50160:2011-Grenzwerte
 - ▶ DC: 1,2-1,6 V_{DC}/Phase



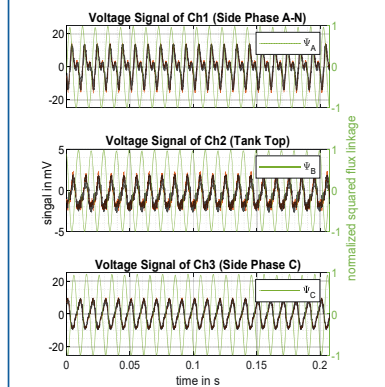
© 2023 OMICRON



13

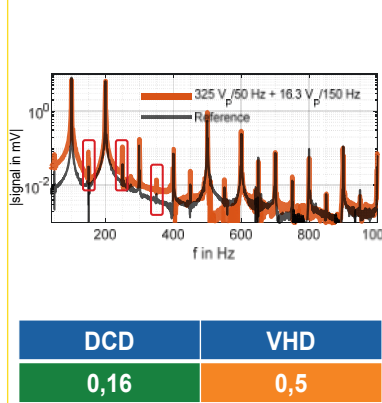
▶ **Fallbeispiel – 50 kVA Ortsnetztransformator**

- ▶ Spannungssignal von Beschleunigungssensor
- ▶ Integrierte Versorgungsspannung $(\int U(t)dt)^2 \propto \Psi$

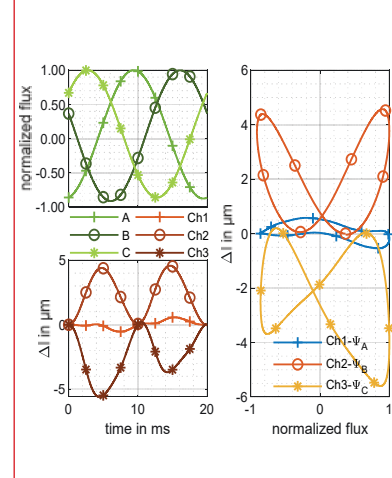


© 2023 OMICRON

- ▶ FFT der gemessenen Beschleunigung
 - ▶ Referenz: $325 V_p / 50 \text{ Hz} + 16.3 V_p / 150 \text{ Hz}$
 - ▶ 3. Harm. $150 \text{ Hz } 16.3 V_p$



- ▶ Fluss und Längenänderung des Kernblech



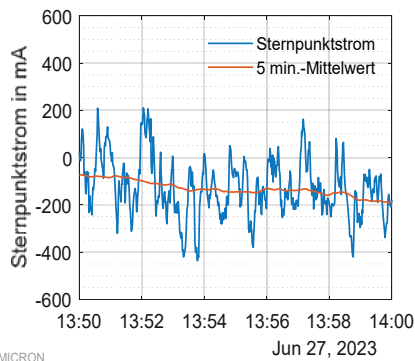
DCD...DC Detection | VHD...Voltage Harmonic Detection

OMICRON

14

Fallbeispiel - 200 MVA Netzkuppeltransformator

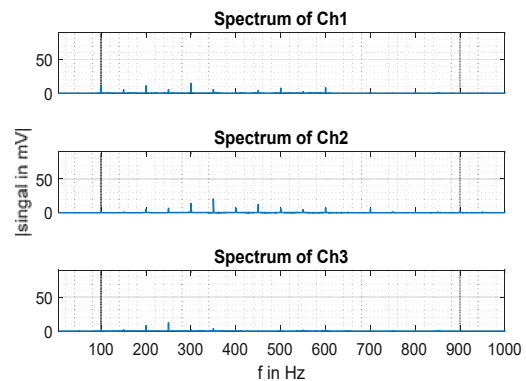
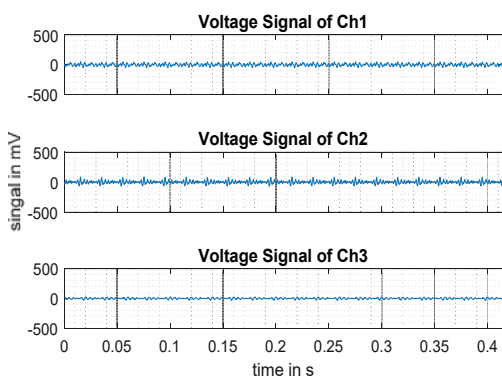
- ▶ Vibrationsmessung an Kessel
- ▶ 200 MVA YNyn/d5 Transformator im Leerlauf
- ▶ Tests: Einschaltstrom 220 kV, Leerlauf
- ▶ Harmonische/DC detektiert



15

Fallbeispiel - 200 MVA Netzkuppeltransformator

- ▶ No-Load



DCD	VHD
0,80	1,26

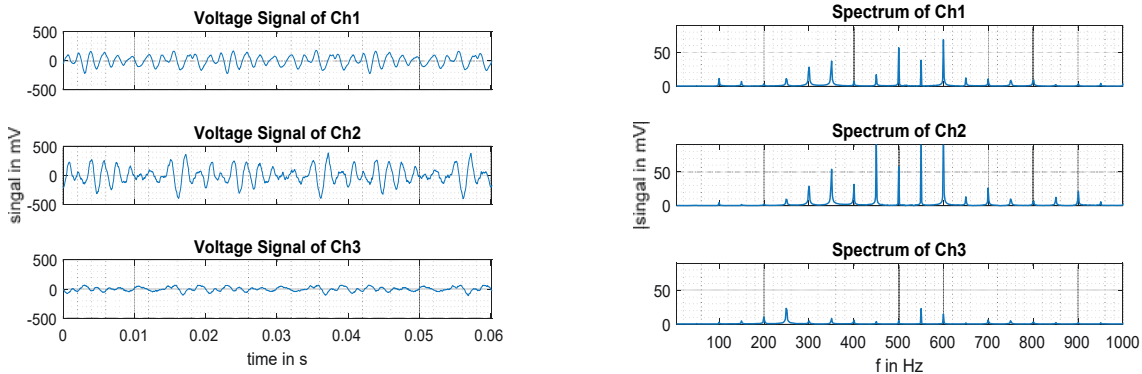
© 2023 OMICRON

OMICRON

16

Fallbeispiel - 200 MVA Netzkuppeltransformator

Einschaltstrom (Inrush)



DCD	VHD
1,03	0,87

© 2023 OMICRON



17

Zusammenfassung

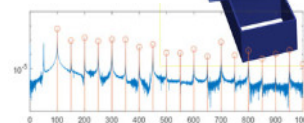
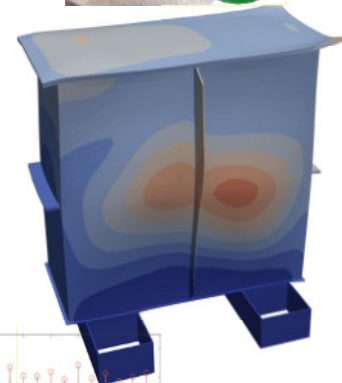
OLTC Diagnose

- ▷ Umfassendste OLTC Diagnose
- ▷ Erfolgreich an verschiedenen Transformatoren eingesetzt
- ▷ Vergleich bei Schwestertransformatoren möglich
- ▷ Fehlerbeispiele an realen Transformatoren ausständig



Kernvibrationen

- ▷ DC unter Laborbedingungen detektiert
- ▷ Detektion von Harmonischen/DC
 - ▷ unter Laborbedingungen gemischte Signale
 - ▷ unter Laborbedingungen Harmonische
 - ▷ Netzkuppeltransformator: Harmonische
- ▷ Platzierung Sensoren: große Oberflächen
- ▷ Beste Aussage mit Fingerprint
- ▷ Abschätzung ob Harmonische/DC vorhanden ohne Fingerprint möglich



© 2023 OMICRON



18



16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Diagnose von Leistungstransformatoren mittels moderner Vibrationsanalyse

Dennis Albert, Christoph Engelen, Alexander Kraetge | dennis.albert@omicronenergy.com

Emotions are energy. Our energy moves.



19

► **Literaturverweise**

- [Jue47] J.P. Joule Esq. (1847) XVII. On the effects of magnetism upon the dimensions of iron and steel bars, The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science, 30:199, 76-87, DOI: 10.1080/14786444708645656
- [Rei72] Erich Reiplinger. (1972) Beitrag zur Berechnung der Lautstärke von Transformatoren. Dissertation. Technische Hochschule Hannover.
- [MA10] G. Musmann and Y. V. Afanassiev, Eds., Fluxgate magnetometers for space research. Norderstedt: Books on Demand, 2010.
- [EV14] M. Ertl and S. Voss, "The role of load harmonics in audible noise of electrical transformers," Journal of Sound and Vibration, vol. 333, no. 8, pp. 2253–2270, 2014, doi: 10.1016/j.jsv.2013.12.022.
- [ARW+23] D. Albert, K. Roppert, A. Würde, C. Engelen, R. Schürhuber, A. Moser. "Detection of distorted excitation voltage of power transformers using vibration measurements". In: 13th IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS 2023). 2023, accepted paper.
- [AEW+23] D. Albert, C. Engelen, A. Würde, R. Schürhuber, A. Moser. "Transformer diagnosis utilizing vibration analysis". In: 6th International Colloquium Transformer Research and Asset Management (ICTRAM 2023). 2023, accepted paper.

© 2023 OMICRON



20



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

Megger

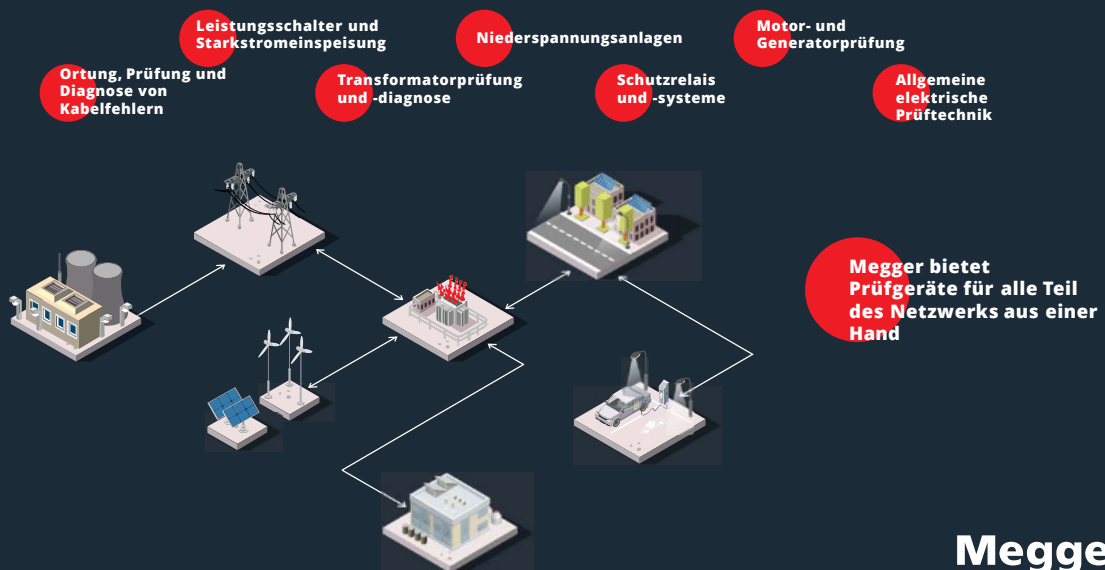
Neueste Entwicklung zur Zustandsbewertung der Isolation von Transformatoren und Durchführungen

Lutz Hulka

TLM, Schweinfurt, 18.09.2023



Die Welt von Megger



2

Megger

Meggers Geschichte

1889 (Großbritannien) Erfindung des Isolationsprüfers durch Sydney Evershed

1903 Erstes Multimeter AVO Meter – das weltweit erste Multimeter

1936 Gründung von Multi-Amp

1968 (Schweden) Eingliederung Programm in die Megger Group

1991 Erweiterung des Sortiments im Bereich Transformatoren Leistungsschalter

2002 (Schweden) Eingliederung Program in die Megger Group

2007 Erweiterung des Sortiments im Bereich Transformatoren Leistungsschalter

2012 (Deutschland, Baunach) Eingliederung sebaKMT in die Megger Group

2015 Erweiterung des Sortiments durch die weltweit führenden Anbieter von Kabelprüfgeräten

2019 (Deutschland, Aachen) Eingliederung Power Diagnostix in die Megger Group

1936 (USA) Gründung der James G Biddle Co.

1968 Übernahme von Evershed und Vignoles durch AVO (Megger)

2002 Umbenennung von AVO International in Megger

2012 (USA) Eingliederung von HDW in die Megger Group

2019 (USA) Eingliederung von Baker in die Megger Group

Unternehmensweiterung um das Feld der Motor- und Generatorprüfung

3

Megger

Motivation

- **Der**
- **Dielectric failure means PD, Tracking and Flashover**
- **Zustandsbasierte Wartung anstelle zeitbasierte**
- **Alter der Transformatoren - Alterung der Isolation (Badewannenkurve)**
- **Beanspruchung der Isolation**
 - **EVU moderat**
 - **Industrie und dezentrale Energie Volle Nennleistung**

Failure Mode	Percentage
Dielectric	36,62%
Unknown	12,66%
Mechanical	20,02%
Electrical	16,49%
Thermal	10,89%
Physical chemistry	3,32%

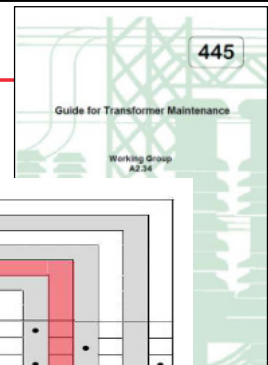
Cigre WG A2.37: Transformer Reliability Survey (TR642)

4

Megger

Prüfung der Isolation

- **Isolationswiderstand**
 - Gleichspannungsmessung 5/10kV
- **Verlustfaktormessung ($\tan \delta$) & Kapazität**
 - Wechselspannungsmessung
 - 10kV, 50Hz
- **DFR/FDS**
 - Wechselspannungsmessung
 - 140V, von mHz (DC) bis kHz
- **Teilentladungdiagnose**
 - Elektrisch nach IEC60270 (konventionell)
 - Unkonventionell
 - Elektrisch
 - Akustisch
 - UHF



		Type of Problem			
		Magnetic Circuit Integrity			
		Magnetic Circuit Insulation			
		Winding Geometry			
		Winding Bushing OLTC Continuity			
		Winding Bushing Insulation			
		Winding Turn to Turn Insulation			
		Diagnostic Technique			
Basic Electrical	Winding Ratio				
	Winding Resistance				
	Magnetisation current				
	Capacitance and DF/PF				
	Leakage Reactance				
	Insulation Resistance				
	Core Ground Test				
	Frequency Response of Stray Losses				
	Frequency Response Analysis				
	Polarisation/Depolarisation				
Advanced Electrical	Frequency Domain Spectroscopy				
	Recovery Voltage Method				
	Electrical Detection of PD				
	Acoustical Detection of PD				
	UHF Detection of PD				
	Dissolved Gas Analysis				

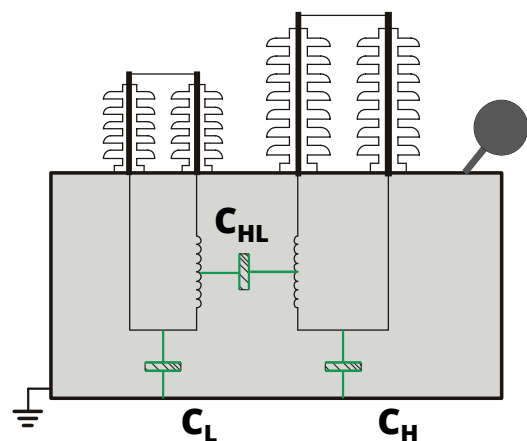
Table 29: Electrical Tests and DGA Diagnostic Matrix

5

Megger.

Vorbereitende Schritte

- **Wo sind Isolationspfade?**
 - 2-Wickler
 - 3-Wickler
 - Geerdeter Sternpunkt?
- **Welches Isolationsmaterial?**
 - Öl-Papier
 - Gießharz (kein Kessel!)
- **Weitere Informationen interessant?**
 - Feuchtigkeit
 - Kapazität (-sänderung)



6

Megger.

Isolationswiderstand (IR) - TB 445 (Tabelle 35)

- ♣ Prüfmethode
 - ♣ DC Spannungsquelle (typ. 1-5kV)
 - ♣ Messung der Spannung und des Leckstroms
 - ♣ Bei guter Isolation Strom stetig ansteigend
 - ♣ Berechnung des Isolationswiderstands
 - ♣ Isolationswiderstand wird besser mit der Zeit
- ♣ Interpretation
 - ♣ > 1 GΩ bei 20°C und > 69kV
 - ♣ > 500 MΩ bei 20°C und ≤ 69kV
- ♣ Kommentare
 - ♣ Warnung vor Fehlinterpretation des PI
 - ♣ FDS (DFR) Messung für Feuchtigkeitsanalyse
 - ♣ IR Messung nicht unmittelbar vor RVM, PDC oder FDS (DFR) durchführen!
 - ♣ Immer nach selber Zeit Messwert aufnehmen (z.B. 1 Minute)
 - ♣ Temperaturkorrektur durchführen

Insulation Resistance	
Detectable failures	Insulation deterioration or failures in the windings or core earthing
Indication	Buchholz relay tripping, DGA
Test method	A high DC voltage (typical values are 1kV up to 5kV) is applied to the winding under test. The insulation between core and tank can also be verified by this measurement. The leakage current is measured and the insulation resistance calculated and indicated by the instrument. As this measurement uses DC voltage, the measurement cannot be compared with AC losses that comprise of polarisation losses and capacitive coupling through the insulation. The temperature can affect the measurement results. The test voltage and temperature must be recorded
Reference	Test report, fingerprint measurements, comparison to identical units
Interpretation	Transformers with rated voltage > 69kV, >1GΩ measured at 20°C Transformers with rated voltage ≤ 69kV, >500MΩ measured at 20°C
Comments	- Another way of applying Insulation Resistance is to measure the Polarization Index (PI) by measuring the current after 1 and 10 minutes of voltage application. The PI was introduced to detect moisture in the winding insulation of rotating machines. For the complex oil-cellulose insulation system of transformers the PI results can be misinterpreted. FDS/PDC measurements are preferred for quantitative assessments of the moisture in the insulation - The measurement of the insulation resistance can influence RVM, PDC and FDS measurements, if they immediately follow the Insulation Resistance test

Table 35: Insulation Resistance

$$PI = R_{10\text{Minuten}} / R_{1\text{Minute}}$$

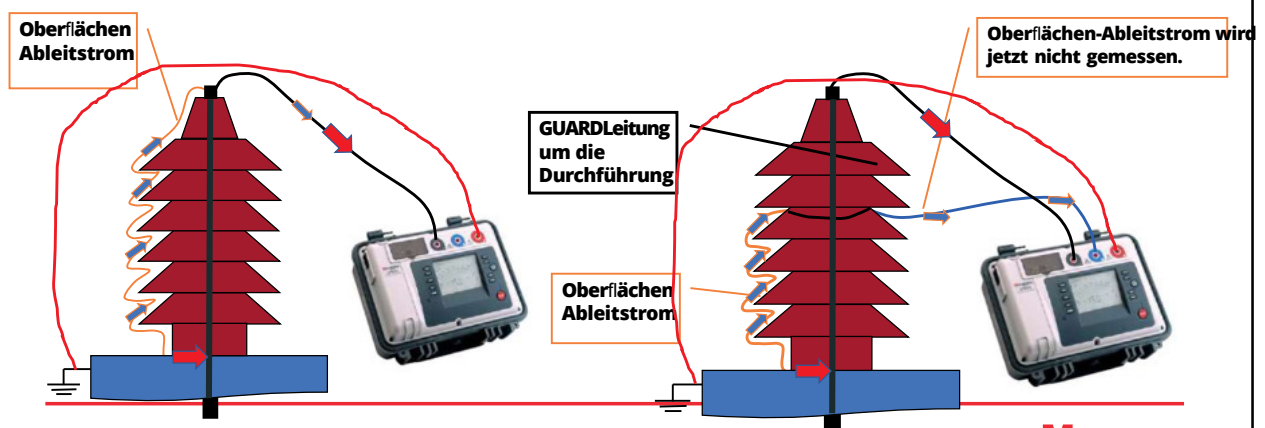
Isolationsbewertung	PI Ergebnis
Schlecht	Kleiner als 1
fraglich	1 - 2
in Ordnung	2 - 4
gut	größer als 4

7

Megger.

Verwendung des Guard-Anschluß

- ♣ Isolationswiderstand besteht aus
 - ♣ Durchgangswiderstand – zu bestimmende Größe
 - ♣ Oberflächenwiderstand – Parasitärer Einfluß



8

Megger.

Dielektrische Frequenzantwort (DFR)

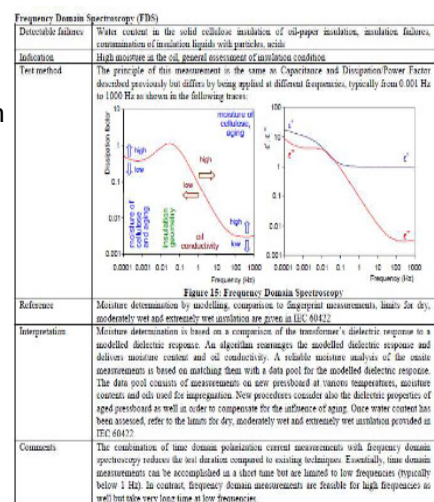
CIGRE TB 254  2004 Analysis of the dielectric response of oil-paper insulation in time and frequency domain	CIGRE TB 414  2010 Modelling of the dielectric response for power transformers and measurement procedure	IEEE C57.152  2013 Added informative Annex (G) for Dielectric Response in the Frequency Domain	IEEE C57.161  2018 Guide for Dielectric Frequency Response Test	IEEE C57.12.200  2022 Guide for DFR Measurement of Bushings
--	---	---	---	--

11

Megger®

Dielektrische Frequenzantwort (DFR = FDS)

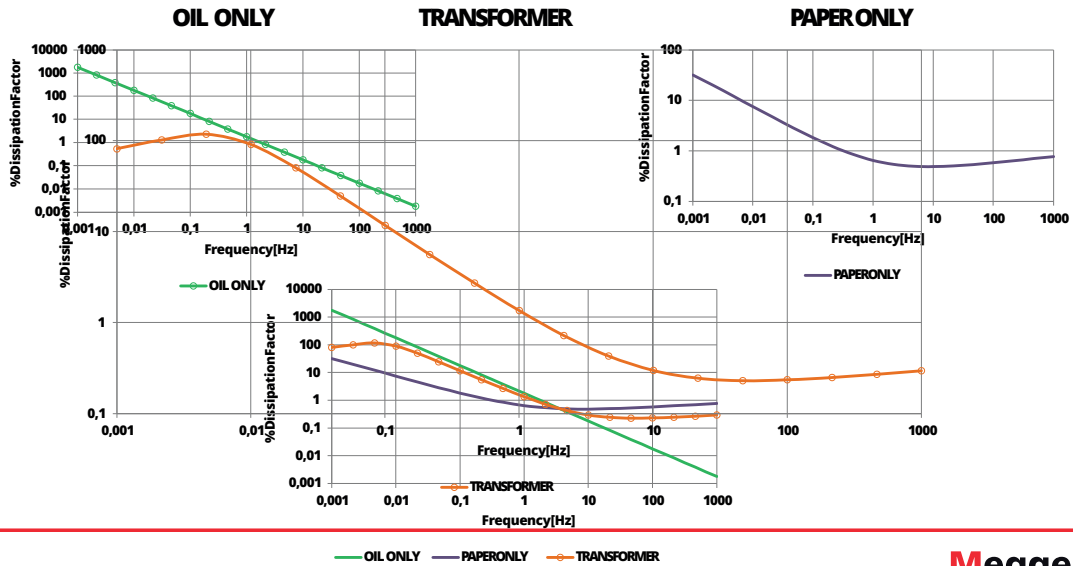
- **Feststellbare Fehler:**
 - Wassergehalt in Zellulose
 - Verlustfaktor (Isolationsfehler, Verunreinigung der Isolation)
- **Prüfmethode**
 - Verlustfaktormessung, aber:
 - AC-Spannung (typ. 140V)
 - großer Frequenzbereich 1mH...1kHz
 - Basierend auf 2 Materialien (Öl & Zellulose) wird Modellierung vorgenommen, die bestmöglich mit der gemessenen Kurve übereinstimmt.
 - Isolieröl wird basierend auf Dielektrizität und Leitfähigkeit modelliert
 - Zellulose wird basierend auf einer Datenbank modelliert, die aus Messungen von Laborproben unterschiedlicher Feuchte gewonnen wurde



12

Megger®

DFR – Öl-Papier Isolation



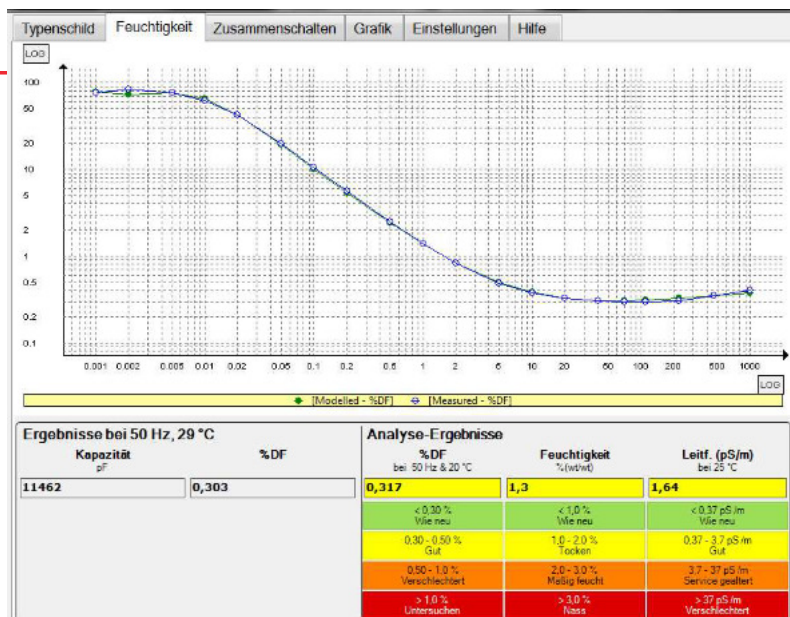
13

Megger

DFR - Transformator

♣ In einer einzigen Prüfung:

- Feuchtigkeit,
- DF/PF bei 20 °C
- Ölleitfähigkeit bei 25 °C



14

Megger

Individuelle Temperaturkorrektur (ITC)

- ❖ Verlustfaktor ($\tan\delta$) und somit auch DFR ist temperaturabhängig
- ❖ Mit Arrhenius-Gleichung lässt sich Frequenzverhalten in Temperaturverhalten überführen

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

- ❖ Dabei ist
 - ❖ E_a die Aktivierungsenergie des Isoliermaterials in Elektronenvolt,
 - ❖ k_B die Boltzmann-Konstante (8.167×10^{-5} eV/K) und
 - ❖ T die Temperatur des Objekts in Kelvin
- ❖ Eine Erhöhung der Temperatur ist gleichbedeutend mit einer Senkung der Frequenz
- ❖ Verfahren ermöglicht Korrektur der Messung bei beliebiger Temperatur auf Referenztemperatur (20°C)
- ❖ Zwei Modelle stehen zur Verfügung für einfache (ITC1) oder aus zwei Materialien (ITC2) bestehende Isolationen

15

Megger.

Individuelle Temperaturkorrektur (ITC)

- ❖ Beispiel RIP Durchführung, 245kV,
- ❖ Messung bei 20°C, 37°C, 45°C, 54°C, 71°C, 85°C

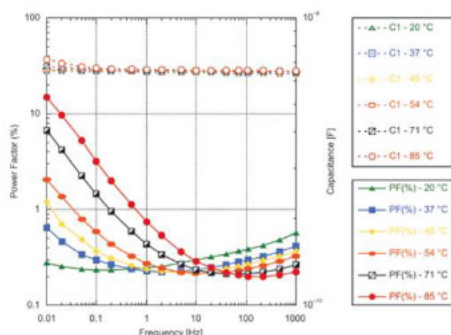


Figure B.4—Measured DFR results of a new 245 kV RIP bushing at 20 °C, 37 °C, 45 °C, 54 °C, 71 °C, and 85 °C, respectively

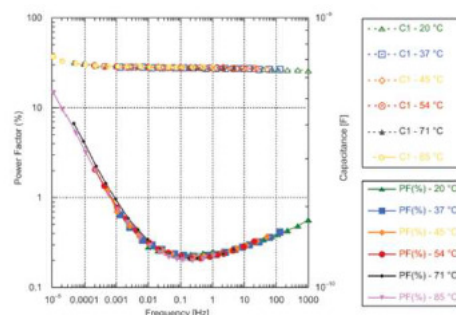
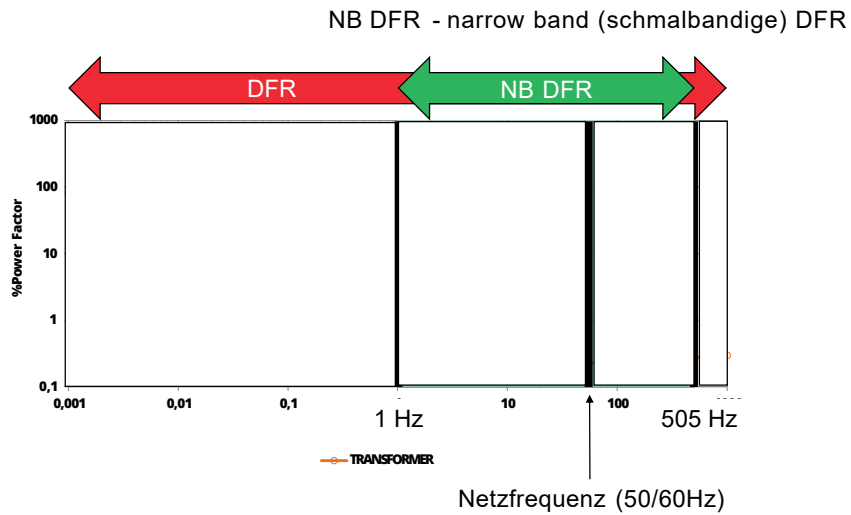


Figure B.5—Temperature-corrected DFR results of the new 245 kV RIP bushing

16

IEEEStd C57.12.200-2022: Guide for the DFR Measurement of Bushings Megger.

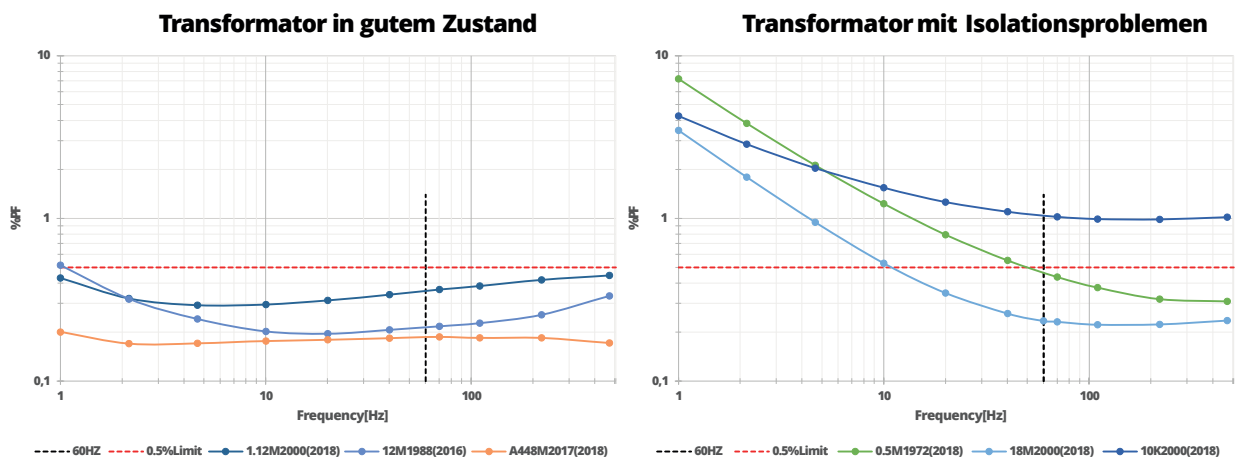
Das Spektrum für $\tan\delta$



17

Megger.

NB DFR Ergebnisse @ 20°C & 1 Hz



18

Megger.

Neuer Prüfansatz: Prüfen bei 1 Hz

Vorgeschrieben: Netzfrequenz (50/60 Hz) Verlustfaktor

- Grenzwerte durch Normen gegeben
- Messwert durch Temperatur beeinflusst

Gut: Trend aufnehmen des LDFD ($\tan\delta$ bei 50Hz)

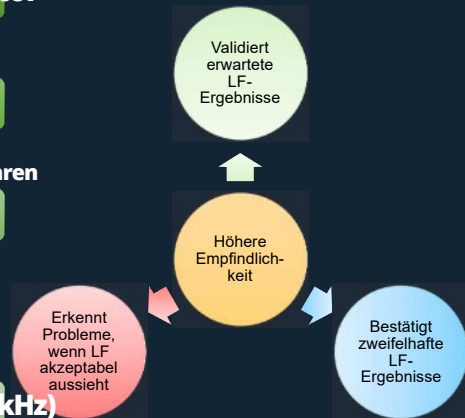
- Veränderungsrate
- Temperaturkorrektur nach Tabelle kann zu Fehlinterpretation führen

Besser: Bewertung des $\tan\delta$ bei 1 Hz

- Gleiche Anschlüsse gleichzeitig mit 50/60-Hz-Test
- Höhere Empfindlichkeit bei niedrigeren Frequenzen
- Kein Trending erforderlich
- Ermöglicht die Verwendung eines individuellen Temperaturkorrekturalgorithmus (ITC)

Am Besten: DFR (Typischer Frequenzbereich 1mHz - 1 kHz)

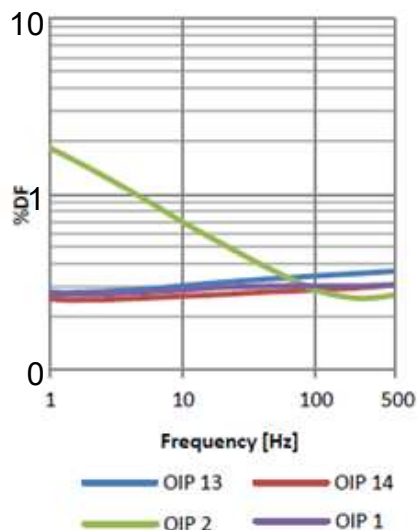
- Aussagekräftige Zustandsbewertung der festen/flüssigen Isolierung



19

Megger

Beispiel Durchführung - Schmalbandige DFR - 1Hz



Specimen	Condition	%DF @ 20C	
		60 Hz	1 Hz
OIP 13	good	0.32	0.31
OIP 14	good	0.28	0.28
OIP 2	good	0.31	0.31
OIP 1	good	0.30	0.30

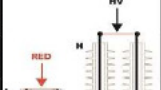

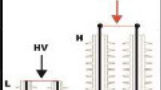
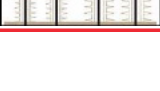
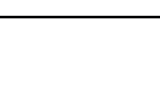

↑ Ähnlicher $\tan\delta$ Netzfrequenz

20

Megger

Beispiel Transformator (2019 16 MVA 138 kV @ 25°C)

- ♣ Ausgezeichneter LF PF für einen neuen Transformator
- ♣ ...aber 1 Hz sieht ein wenig hoch aus

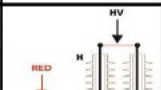
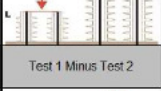
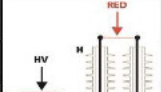

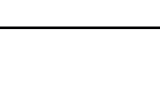

Transformer Overall Test				Test Mode: <input type="radio"/> Line Frequency + 1Hz <input checked="" type="radio"/> Temperature Correction Table <input type="radio"/> Enter Overall Correction Factors								
Multiple Test <input type="radio"/>				Connections <small>Click image for detailed connection information</small>	60Hz							
Test No.	NB DFR	Insulation Tested	Test Mode		TEST kV	Cap (pF)	DIRECT		POWER FACTOR %			%VDF
							mA	Watts	Measured	@ 20°C	IR	
1		C _{HG} + C _{HL}	GST-GND		10.0	6,587.9	24.8	0.5383	0.22	0.21	G	
2	✗	C _{HG}	GSTg-RB		10.0	2,421.1	9.09	0.2081	0.23	0.22	G	
3	✗	C _{HL}	UST-R		10.0	4,146.5	15.6	0.3302	0.21	0.20	G	
4		C _{HL}		Test 1 Minus Test 2		4,166.8	15.7	0.3302			Valid	
5		C _{LG} + C _{HL}	GST-GND		7.00	13,793.7	36.4	0.5496	0.22	0.21	G	
6	✗	C _{LG}	GSTg-RB		7.00	9,646.7	25.4	0.3888	0.22	0.21	G	
7		C _{HL}	UST-R		7.00	4,147.6	10.9	0.1637	0.22	0.21	G	

21

Megger.

Beispiel Transformator (2019 16 MVA 138 kV @ 25°C)

- ♣ Mit ITC wird die 1-Hz-Isolierung als gealtert eingestuft
- ♣ ...aber dies ist ein neuer Transformator, der noch nie in Betrieb war?!

Transformer Overall Test				Test Mode: <input type="radio"/> Line Frequency + 1Hz <input checked="" type="radio"/> ITC <input type="radio"/> View Individual Temp. Correction Factors								
Multiple Test <input type="radio"/>				Connections <small>Click image for detailed connection information</small>	60Hz							
Test No.	NB DFR	Insulation Tested	Test Mode		TEST kV	Cap (pF)	DIRECT		POWER FACTOR %			%VDF
							mA	Watts	Measured	@ 20°C	IR	
1		C _{HG} + C _{HL}	GST-GND		10.0	6,587.9	24.8	0.5383	0.22	0.22	G	
2	✗	C _{HG}	GSTg-RB		10.0	2,421.1	9.09	0.2081	0.23	0.23	G	
3	✗	C _{HL}	UST-R		10.0	4,146.5	15.6	0.3302	0.21	0.21	G	
4		C _{HL}		Test 1 Minus Test 2		4,166.8	15.7	0.3302			Valid	
5		C _{LG} + C _{HL}	GST-GND		7.00	13,793.7	36.4	0.5496	0.22	0.22	G	
6	✗	C _{LG}	GSTg-RB		7.00	9,646.7	25.4	0.3888	0.22	0.24	G	
7		C _{HL}	UST-R		7.00	4,147.6	10.9	0.1637	0.22	0.22	G	

22

Megger.

Beispiel Transformator (2019 16 MVA 138 kV @ 25°C)

♣ Validierung mit DFR:

Results @ 60Hz, 20°C		Analysis results		
Capacitance pF	%PF	%PF @ 60 Hz & 20°C	Moisture % (wt/wt)	Cond. (pS/m) @ 25°C
4124	0.216	0.216	1.6	1.30
		< 0.30 % As new	< 1.0 % As new	< 0.37 pS/m As new
		0.30 - 0.50 % Good	1.0 - 2.0 % Dry	0.37 - 3.7 pS/m Good
		0.50 - 1.0 % Deteriorated	2.0 - 3.0 % Moderately wet	3.7 - 37 pS/m Service aged
		> 1.0 % Investigate	> 3.0 % Wet	> 37 pS/m Deteriorated

- ♣ 1.6% Feuchtigkeit - hoch für einen neuen Transformator (< 1%)
 - ♣ 1.3 pS/m Ölleitfähigkeit – ebenfalls hoch für neuen Transformator (< 0,37 pS/m)
- Bereits 1Hz Messung hat Probleme aufgezeigt, die mit DFR bestätigt und analysiert werden konnten

23

Megger.

Bewertungskriterien des tanδ (%DF) bei 1 Hz

Transformator Zustand	1 Hz tanδ @ 20 °C
Wie neu	0.2 – 0.5
Gut	0.5 – 1.0
Gealtert	1.0 – 1.75
Untersuchen	> 1.75

OIP Durchführung Zustand	1 Hz tanδ @ 20 °C
Wie neu	0.2 – 0.4
Gut	0.4 – 0.75
Gealtert	0.75 – 1.25
Untersuchen	> 1.25

Frequency	RIP Resin impregnated		OIP Oil impregnated		RBP Resin bonded paper	
	new	aged	new	aged	new	aged
15Hz	<0.6%	<0.7%	<0.5%	<0.7%	<0.7%	<1.5%
50/60Hz	<0.5%	<0.5%	<0.4%	<0.5%	<0.6%	<1%
400Hz	<0.6%	<0.7%	<0.5%	<0.7%	<0.7%	<1.5%

at 20°C

Table 40: Indicative DF/PF Limit Values for Condenser Bushings (Source - "New Diagnostic for High Voltage Bushings")

24

Cigre WGA2.34: Guide for Transformer Maintenance (Megger.)

TE elektrisch, akustisch, UHF - TB 445 Tabellen 41-43

- ❁ Feststellbare Fehler
 - ❁ Teilentladung
- ❁ Prüfmethode
 - ❁ Referenz ist IEC60270 konventionell
 - ❁ Vor-Ort nicht immer anwendbar
- ❁ Interpretation
 - ❁ Vor-Ort Messung keine Grenzwerte definiert
- ❁ Kommentare
 - ❁ Im Werk vorgeschrieben für:
 - ❁ Trockentrafo ab 3,6kV
 - ❁ Öltrafo ab 72,5kV
- ❁ Diverse Cigre Broschüren widmen sich diesem Thema

Electrical Method for Partial Discharge (PD) Measurement	
Detectable failures	Partial discharges, similar insulation faults
Indication	DGA
Test method	For detection, different types of coupling are used, for example bushing capacitance taps, high frequency current transformers or coupled capacitors. The test method outlined in IEC 60270 is a useful tool, because it is a sensitive method and can be calibrated. Electromagnetic noise external to the transformer can interfere with the measurement. For this reason, the method may be unsuitable for some on-site measurements. However, modern multi-channel PD measuring systems which can record the PD on all channels simultaneously and new methods such as the Three Phase Amplitude Relation Diagram (3PAR) or the Three Centre Frequency Relation Diagram (3CFRD), can be used to separate PD sources from each other and from external electromagnetic noise (interference).
Reference	Fingerprint measurements, trend analysis
Interpretation	For PD on-site measurement, limits cannot be defined. This technique can be used with Acoustic PD in order to facilitate PD localization.
Comments	PD measurement is important to detect and locate a weakness in the insulation system. Partial discharge activity typically occurs within insulation voids, on ungrounded metal objects lying in an electric field, or as corona due to the intense electric stress on the insulation surrounding sharp edged shaped electrodes. In transformers, some PD sources include gas bubbles in the oil, voids in solid insulation material or floating metallic particles. The long term effect of PD is destructive for organic insulation systems, by degrading their insulation qualities. A significant increase of the PD level or the rate of the PD can provide an early indication for evolving defects. The PD pulses generate electromagnetic waves, acoustic signals, chemical reactions, local heating and optical signals. Different techniques can be used to detect these phenomena.

Table 41: Electrical Method for Partial Discharge (PD) Measurement

Acoustic Partial Discharge (PD) Measurement	
Detectable failures	Partial discharges
Indication	DGA
Test method	The acoustic partial discharge measurement uses the fact that an acoustic signal is emitted by PD activity as a result of pressure fluctuations. Because of the short duration of the PD impulses, the resulting compression waves have frequencies that range up to ultrasonic. The frequency spectrum lies in the range between several Hz and several 100 kHz. In transformers, mechanical waves generated by PD propagate through the oil, hitting the tank walls where piezoelectric sensors for acoustic signal detection are fixed externally. By using triangulation techniques, the source of the acoustic emission can be localized, greatly assisting any corrective maintenance.
Reference	Fingerprint measurements, trend analysis
Interpretation	This method has a limited sensitivity to PD faults on the inner windings. It is also very sensitive to noise which is not generated by the internal PD. To improve the sensitivity, this method can be combined with the electrical PD method or with the UHF PD method. The electrical signals can be used to trigger the recording of acoustic signals. By using an averaging algorithm, the influence of the acoustic noise coming from other sources outside the tank can be reduced.

Partial Discharge (PD) Measurement using UHF Technology:

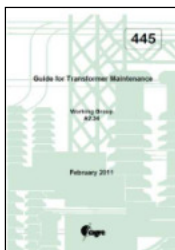
Partial Discharge (PD) Measurement using UHF Technology:	
Detectable failures	Partial discharges, similar insulation faults
Indication	DGA
Test method	Decoupling of the UHF PD signals from within the tank of a power transformer requires the sensitive UHF sensors to penetrate through the tank wall. Alternatively, a UHF antenna installed inside the tank is used. UHF signals have a much less damping than acoustic signals. Because of the sensitivity differences between UHF and acoustic signals, it can be advantageous to combine the two methods. By averaging the acoustic signals, by triggering them with the high sensitivity to arriving UHF impulses, the influence of acoustic noise can be reduced. The important localization of the PD is achieved by using the acoustic signal travel times. Wave shape and time of flight methods may be used for localization of PD sources.
Reference	Fingerprint measurements, trend analysis
Interpretation	For UHF PD measurements, there are no limits applicable

Table 43: Partial Discharge (PD) Measurement using UHF Technology

25

Megger.

Anwendbare Normen mit Prüfbezug



- CIGRE
 - TB 445 Guide for Transformer Maintenance, 2011
 - TB 676 Partial Discharge in Transformers, 2017
 - TB 861 Improvements to PD measurements for factory and site acceptance tests of power transformers, 2022
- IEC
 - IEC 60270 TE Norm (horizontal – alle Betriebsmittel)
 - IEC 60060 Horizontale Norm für Hochspannungsprüfung
 - IEC 60076-3, Öltrafo u.a. induzierter Spannungstest
 - IEC 60076-11, Trockentrafo
- ANSI, IEEE Transformer Committee
 - IEEE C57.152 Guide for Diagnostics Field Testing (oil)
 - IEEE C57.12.90 Standard Test Code (oil)
 - IEEE C57.113, Guide for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors

26

Megger.

TE Messung am Transformator

- Offline
 - Abnahmeprüfung (Labor)
 - Vor-Ort Inbetriebnahme
 - Vor-Ort zur Zustandsbewertung & Diagnose
 - Portable Prüflösung (Koppler, Detektor,...)
 - Spannungsquelle?
- Online
 - „Spot“-Messung
 - Temporäres Monitoring
 - Kontinuierliches Monitoring
 - Fest installierte Sensoren (Koppler)
 - Bedarfsgerechte Detektoren

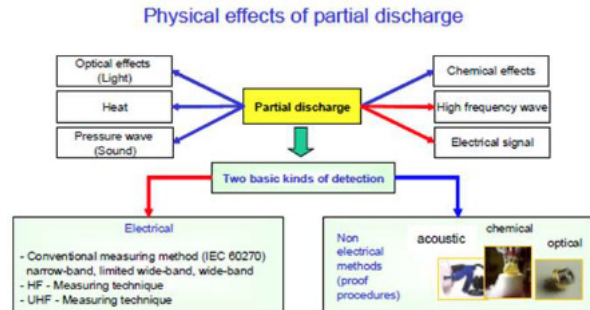


Figure 2.1 : Overview about physical effects of the PD [Schwarz-Siemens]

Aus: **Cigre TB676 Partial Discharge in Transformers, 2017**

Teilentladungs-Diagnose Beispiel online

- Temporäres Monitoring
- Kontinuierliches Monitoring
- Auswahl Sensoren
 - Durchführung
 - Koppel-C
 - UHF-Sensoren

Teilentladungs-Diagnose (vor-Ort) offline

- Konventionelle TE Messung nach IEC60270
 - Koppelkondensatoren
 - Auskopplung an kapazitiver Durchführung
- Höhere Spannung als Nennspannung erwünscht?
 - Höhere Frequenz als Nennfrequenz
 - Frequenzumrichter, Resonanzanlage...
 - Kann recht groß sein (Leistung)
- Keine Möglichkeit Spannungsquelle vor Ort bereitzustellen -> Netzspannung
- Akustische TE Messung
- UHF Sensoren



29

Megger.

Zusammenfassung

- Altbewährte und neue Methoden zur Zustandsbewertung der Isolation von Transformatoren und Durchführungen stehen zur Verfügung
- Isolationswiderstandsmessung: Richtig Messen mit Guard
- Verlustfaktormessung (50 Hz, 10kV):
 - Temperatur hat Einfluß auf Messergebnis
- DFR ist beste Möglichkeit um Alterung (Feuchte) der Isolation zu ermitteln
- 1Hz & NB DFR:
 - **Gleiche Anschlüsse wie LF DF - gleichzeitig mit 50/60-Hz-Test**
 - **Höhere Empfindlichkeit bei niedrigeren Frequenzen**
 - **Kein Trending erforderlich**
 - **Ermöglicht die Verwendung eines individuellen Temperaturkorrekturalgorithmus (ITC)**
- TE-Diagnose von offline im Werk bis zu online Monitoring
 - Besuchen Sie unseren Truck für tieferegehende Diskussionen!

30

Megger.

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit !



Megger



Übersicht Megger Prüfgeräte zur Transformatorenprüfung

		OTS	OTD	MIT/S1	DLRO/MoM	TTR	MTO	MWA	Delta	FRAX	IDAX	TRAX	pdix
ÖI	Dielektrische Festigkeit	x											
	Verlustfaktor		x										
Basis elektrisch	Übersetzungsverhältnis					x		x					x
	Wicklungswiderstand						x	x					x
	TanDelta & Kapazität								x				x
	Erregerstrom					x			x				x
	Kurzschlußimpedanz												x
	Isolationswiderstand				x								
	Kernerdung					x							x
Vertiefend elektrisch	Frequenzantwort (SFRA)									x			
	Dielektrische Frequenzantwort (DFR)										x		
	Stufenschalter Widerstand (DRM)											x	
	Frequency response of stray losses (FRSL)											x	
	Teilentladungsdiagnose (TE)												x

Megger

Empfindlichkeitsanalyse Frequenzantworten realer und künstlicher radialen Wicklungsdeformationen

L. Nilsson*, M. Ambrosetti*, G. Zwahlen*, M. Scholz*, L. Eggimann*, O. Krone*,
D. Riesen*, M. Gatti**, D. Rolle**,

*BKW Energie AG, Bern, Schweiz **Ingenieur Fachhochschule, Fribourg, Schweiz

Kurze Einführung zur FRA

Geometrischen Veränderungen der Wicklungen von Leistungstransformatoren können aus Transport, Reduktion der Wicklungspressung über die Zeit, Kurzschluss- oder Überstromereignisse resultieren [1-4]. Die FRA (Frequency Response Analysis) wird als Vergleichsmessung zur Überprüfung dieser Veränderungen in den Transformatorwicklungen eingesetzt, und gilt neben der Kurzschlussimpedanzmessung, als sehr empfindlich. Zur Beurteilung einer FRA-Messung muss stets eine zurückliegende FRA-Messung (Fingerprint) am selben Transformator oder eine Messung an einem baugleichen Schwester-Transformator vorliegen. Die Frequenzantwort wird als Quotient des Ausgangs- und Eingangssignals (dB) bzw. der Phase ($^{\circ}$) über einen Frequenzbereich, typischerweise von 10 Hz bis 2 oder 10 MHz, gebildet. Dieser Frequenzbereich wird grob in vier Bereiche unterteilt. Bis circa 1 kHz wird die Frequenzantwort durch die Magnetisierung des Kerns dominiert, von 1 bis 10 kHz durch den Raum zwischen den Wicklungen, von 10-1000 kHz durch die Wicklungsstrukturen, und ab 1 MHz, auch durch die Anschluss- und die Erdungstechnik dominiert. Die Unterteilung wird durch die Grösse des Transformators beeinflusst. Bei dem mehrheitlich visuell graphischen Vergleich der Frequenzspektren, werden kleinste Abweichungen in den FRA-Signaturen durch erfahrene Messspezialisten als signifikant oder nicht-signifikant eingestuft. Die Erfahrung zeigt, dass geringfügige Abweichungen in FRA-Signaturen eher die Regel als die Ausnahme bilden, und dass diese Abweichungen in den meisten Fällen nicht auf Deformationen in

den Wicklungen, sondern z.B. auf unterschiedliche Anschlusstechniken, Erdungstechniken, Ausleitungen, Fertigungsunterschiede von Schwestereinheiten oder unterschiedliche Remanenz gedeutet werden. In Abwesenheit weiterer diagnostischer Hinweise einer Anomalie, etwa durch Kurzschlussimpedanz-Übersetzungs-, DC-Widerstandsmessungen, mit frequenzabhängigen Verlusten (FRSL), gelöste Gase im Öl (DGA), etc. wird eine geringfügige Abweichung unter den Frequenzantworten kaum zu einer Aktivteilkontrolle führen, zudem die Ausserbetriebnahme, Ölabblass und Transport, schnell zu einem fünfstelligen Kostenbetrag anwachsen kann.



Bild 1: Post-mortem-Analyse von Einheit 397-1-2 (US-Wicklung Phase V mit radialer Deformation)

Fallstudie 400-MVA-Spartransformator

Im Jahr 2018 wurde bei der BKW Energie AG wider Erwarten und eher zufällig ein relativ umfassender Wicklungsschaden, auf einem 245/155 kV, 400 MVA-, YNa0-Autotransformator entdeckt (Bild 1 und 2). Diese Einheit 397-1-2, gebaut 1986, sollte nach vielen Jahren bei geringer Leistung und einwandfreien Betrieb, in einem neuen

Umspannwerk zum Einsatz kommen. Deshalb war eine umfassende Revision vorgesehen, wobei Kosten für die Peripheriesysteme in der Höhe von 100 kCHF bereits aufgelaufen waren. Bei einer Aktivteilkontrolle durch das Mannloch, wurden innerhalb des Tanks zerrissene Holzschrauben und lose Isolationsteile auf dem Boden vorgefunden. Allerdings wiesen die äusseren Wicklungen keinerlei offensichtliche Deformationen auf. Letztlich wurde die finanziell schmerzhafteste Entscheidung einer Neubeschaffung und somit Verschrottung von Einheit 397-1-2 getroffen. Bei der anschliessenden Post-Mortem-Analyse wurde ein „Free Buckling“ der gemeinsamen Unterspannungswicklung der Phase V entdeckt (Bild 1 und 2).



Bild 2: US-Wicklung Phase V mit radialer Deformation (Free buckling)

Die beiden anderen Phasen wiesen weder US- noch OS-seitig offensichtliche Schäden auf. Das hätte das Ende der Geschichte sein können, wenn nicht Diagnosen in den Jahren 2009, 2012, 2016 und 2018 eine, mit wenigen Vorbehalten, einwandfreie Wicklung voraussagte. Dabei kamen neben FRA auch die gängigen Messungen wie Übersetzungsverhältnis, DC-Widerstand, FRSL, DGA, FDS/PDC, Kapazitäts- und Verlustfaktormessung usw. zum Einsatz und diese waren unauffällig. Die gemessene 3-phasenäquivalente Kurzschlussimpedanz wich zwar mit 1.49 % vom Typenschild ab aber erschien nicht besorgniserregend. Die einphasige Kurzschlussimpedanz der Phase V fiel hingegen mit 3.96 % Abweichung etwas auf. Da keine FRA-Fingerprints zur Verfügung standen, wurden die FRA-Signaturen mit zwei weiteren

Schwestertransformatoren verglichen (Bild 3). Dabei fielen geringfügige Unterschiede, z.B. bei 20-50 kHz in den FRA-Signaturen auf. Die Korrelationsanalyse [13] im Jahr 2020 von zwei der drei Schwester-einheiten ohne Öl, ergab Korrelationskoeffizienten der Dämpfung grösser als 0.99 (Tabelle 1) und somit eine gute Übereinstimmung der Signaturen. Nach Konsultationen mit weltweit renommierten Experten, darunter auch Hersteller von FRA-Messinstrumenten und Transformator-Hersteller (OEM), wurde die Abweichungen als nicht-signifikant eingestuft.

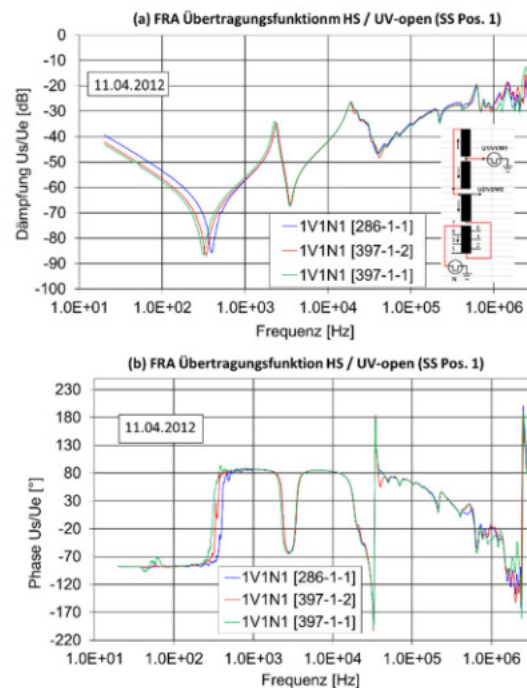


Bild 3: FRA-Signaturen von drei Schwester-Transformatoren (Phase V zu N)

Rückblickend wird der Grund für den Schaden auf einen versehentlichen US-seitigen Erdschluss im Jahr 1991 vermutet.

Tabelle 1: FRA-Korrelationsanalyse (ohne Öl)

Test No	Messung Phase-Neutral	Korrelation Dämpfung	Korrelation Phase	Frequenz (kHz)
1	1U-1N	0.9970	0.8990	4-1000
	1V-1N	0.9967	0.9406	
	1W-1N	0.9978	0.9499	
2	1U-2u	0.9982	0.9976	4-1000
	1V-2v	0.9946	0.9731	
	1W-2w	0.9978	0.9777	
3	2u-1N	0.9968	0.9940	4-1000
	2v-1N	0.9959	0.9913	
	2w-1N	0.9970	0.9947	

Voraussetzungen Experiment

Obwohl zahlreiche sowohl numerische [8-12] als auch experimentelle Studien [1-8] über Wicklungsdeformation und FRA existieren, wurde vergeblich nach Antworten in der Literatur gesucht, weshalb der doch beträchtliche radiale Wicklungsschaden der Einheit 397-1-2 wiederholt unentdeckt blieb. Typischerweise sind die künstlichen oder realen Wicklungsschäden in den bekannten experimentellen Studien (Labormodelle oder Fallstudien von defekten Transformatoren) weder in äquidistanten Schritten einstellbar, messbar noch reproduzierbar. Häufig überlagern sich mehrere Arten von Schäden, z.B. mit Windungsschlüssen, radialen mit axialen Allokationen, die eine Aussage zur Empfindlichkeit der FRA-Messung verunmöglichen. Die Mehrheit der numerischen Studien liefern zwar präzise Angaben zu den eingehenden Parametern, ohne jedoch eine für praktische Ingenieur-Zwecke messbare Güte-Zahl der Deformation zu nennen. Deshalb entwickelten wir ein einphasiges Labormodell [13], mit, in äquidistanten Schritten, einstellbaren emulierten radialen Wicklungsdeformationen (Bild 4). Die Idee kommt aus Australien [8].



Bild 4: Labormodell mit zwei Luft-Spulen

Das Modell besteht aus zwei konzentrischen Luftspulen (\varnothing 560 bzw. \varnothing 530 mm, 1.5 mm dicke Polyamidrohre) mit jeweils 84 dünnen Kupferbandwindungen [13]. Die Äquipotential-Verteilung um den Kern wurde mit Hilfe eines geerdeten \varnothing 500 mm Stahlrohres nachgebildet. Die Vereinfachungen des Modells basieren auf

die Art des Schadens von Einheit 397-1-2 (Bild 5), wonach vor allem die Kapazität der OS zu der US-Wicklung, aufgrund die radiale Verjüngung des Streuspalt, um etwa 3-5% erhöht wurde.

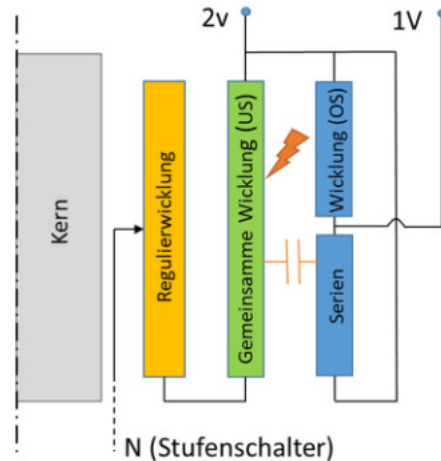


Bild 5: Wicklungskonfiguration 397-1-2

In einer ersten Approximation werden deshalb die Kapazitäten zwischen und innerhalb den Wicklungslagen als konstant und durch die radiale Deformation unbeeinträchtigt angenommen. Die beiden Luftspulen repräsentieren die äussere US-Wicklung und die innere OS-Wicklung.

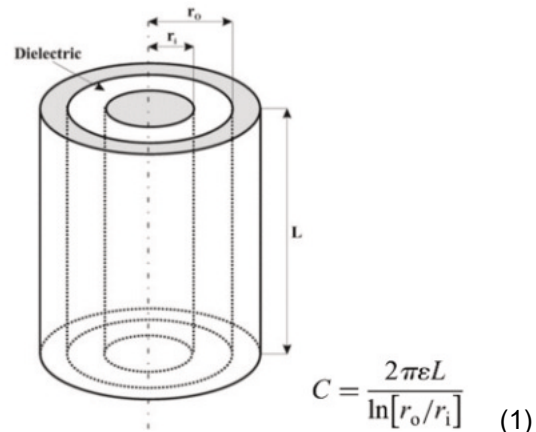


Bild 6: Zylindrische Kapazität

Neoprenscheiben mit unterschiedlichen Breiten und Dicken wurden axial zwischen den beiden Luftspulen in der vollen Länge von einem Meter hineingeführt. Da die relative Permittivität von Neopren 6.7 beträgt, führt dies zu einer Erhöhung der Kapazität (1), ähnlich wie bei der radialen Deformation von Einheit 397-1-2. Es wurde gezeigt [13],

dass das künstlich emulierte, „Buckling“ bis 50 MHz reproduzierbar wiederholt werden konnte.

Empfindlichkeitstest

Das Ziel der Laborstudie war, mithilfe vereinfachter Spektralanalyse, die untere Grenze des visuellen Detektionsvermögens eines emulierten Bucklings in den Frequenzantworten zu eruieren. Dazu wurden zunächst die Frequenzantworten mit und ohne Neopreneinlagen in verschiedenen Größen (Breiten von 500 bis 62.5 mm mit Dicken von 2 bis 12 mm) visuell verglichen (Bild 7). Bei visuellem Verdacht auf eine Anomalie in den FRA-Signaturen, wird mit Vorteil eine lineare Darstellung des Frequenzbereichs verwendet. Um nicht nur qualitative, sondern zusätzlich quantitative Vergleiche der FRA-Signaturen anzustellen, wurden Korrelationsanalysen mit und ohne Neopreneinlagen im Bereich 100 Hz-50 MHz angestellt. Für die Messungen wurde ein Impedanz-Meter über ein RG58-Koaxialkabel mit kurzen (0.5 m) Bananenkabel oben und unten an der OS-Luftspule angeschlossen [13].

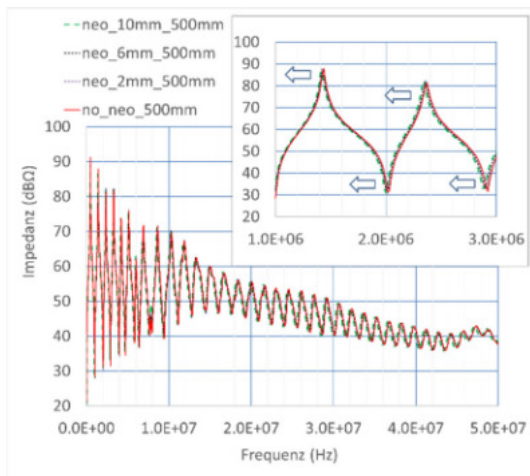


Bild 7: Neopreneinlagen Breite 500 mm

Die Impedanz (Ω) und Phase ($^\circ$) wurde mit 3201 Messpunkte von 100 Hz bis 50 MHz gemessen und anschliessend in $(dB\Omega)$ umgerechnet. Aufgrund des emulierten radialen „Buckling“ durch Neopren, verschieben sich die Resonanz- (LC-Serienschaltungen) und Anti-Resonanzpunkte (LC-Parallelschaltungen) hin zu tieferen Frequenzen (Bild 7). Im Unterschied zu einem realen Transformator

mit deutlich grösseren Abmessungen, findet die spektrale Verschiebung der Resonanzpunkte am deutlichsten im hohen Frequenzbereich 20-50 MHz statt (Bild 8), und beträgt bis 220 kHz (mit einer spektralen Auflösung von circa 20 kHz) für eine kapazitive Zunahme von 46%. Allerdings ist diese spektrale Verschiebung keineswegs visuell offensichtlich, wie Bild 7 und die Korrelationsanalyse in Tabelle 2 zeigen. Ein Korrelationswert nahe Eins (1.0000) bedeutet, dass die beiden FRA-Signaturen (mit und ohne einen emulierten Schaden) perfekt übereinstimmen.



Bild 8: 46 % emuliertes Buckling

Um eine spektrale Verschiebung durch einen Vergleich zweier FRA-Signaturen visuell zu erkennen, ist ein Korrelationskoeffizient von weniger als 0.98 erforderlich. Dies entspricht einer emulierten kapazitiven Zunahme grösser als 23%. Der entsprechende Korrelationskoeffizient der Phase ($^\circ$) liegt etwas tiefer, weshalb die Empfindlichkeit des Phasenvergleichs etwas höher ausfällt.

Tabelle 2: FRA-Empfindlichkeitsanalyse

Zunahme Kapazität (%)	Neopren Abmessungen [mm]		Korrelation Impedanz ($dB\Omega$)	Korrelation Phase	visuelles Erkenntnis Buckling
	Breite	Dicke			
2.0	250	2	0.9994	0.9987	Nein
4.0	500	2	0.9981	0.9959	Nein
8.3	250	6	0.9972	0.9941	Nein
16.7	500	6	0.9887	0.9759	möglicherweise
22.8	250	10	0.9889	0.9761	möglicherweise
45.6	500	10	0.9482	0.8883	Ja

Fallstudie 12.5-MVA-Yy0-Transformator

Die Empfindlichkeit der FRA hängt nicht nur von der Art der Wicklungsschadens, sondern auch von der Messkonfiguration ab (phasenweise Messung OS zu OS, OS zu N, US zu US, OS zu US mit und ohne Erde, usw.). Ein ausrangierter 12.5 MVA, 49/16.9 kV, Yy0-Netztransformator, Baujahr 1969 mit 21 Stufen bot die ideale Möglichkeit die Empfindlichkeit der FRA-Signaturen, je nach Messkonfiguration, zu testen. Da der Aktivteil gezogen war (Bild 9), wurde der Sternpunkt freigelegt, zudem waren die Ausleitungen zugänglich, was eine Untersuchung der Auswirkung unterschiedlich ausgeführter Ausleitungen, auf die FRA-Signaturen zuließ (nicht Teil dieses Beitrags).



Bild 9: 12.5 MVA-Yy0-Transformator

Die Ausführung der Wicklungen erlaubte ausserdem, bis 10 Stück 4 mm dicke und 70 mm breite Neoprenscheiben zwischen der OS- und der US-Wicklung in der vollen Länge der Phase W, einzuführen. Somit konnte ein radiales Buckling mit bis zu 8.5 % Kapazitätzunahme (gemessen) emuliert werden. Die Frequenzantworten der verschiedenen Messkonfigurationen wurden reproduzierbar mit einem Franeo 800 im Frequenzbereich 20 Hz bis 30 MHz mit 4091 Messpunkte aufgenommen (Tabelle 3).

Tabelle 3: Messfrequenzen und Messpunkte

Von Frequenz [Hz]	Bis	Punkte	Sweep-Modus
20	100	50	Linear
100	1000	210	Logarithmisch
1000	10000	210	Logarithmisch
10000	100000	210	Logarithmisch
100000	1000000	210	Logarithmisch
1000000	30000000	3201	Logarithmisch

Das Beispiel (Bild 10) der spektralen Verschiebung der Resonanzpunkte aufgrund der stufenweisen Zunahme des emulierten Bucklings bei der FRA-Messung von Phase 2w zu 2n (US-Seite), bestätigt im Wesentlichen die Erkenntnisse aus der Laborstudie: Die Verschiebung der Resonanzpunkte ist visuell nicht offensichtlich, aber je nach Frequenzbereich erkennbar. Die spektrale Verschiebung findet zwischen 0.2 bis 10 MHz statt und ist am besten im Bereich 3-8 MHz zu erkennen (die Phasenverschiebung verhält sich ähnlich). Die Frequenzantworten des emulierten Schadens, wurden mit der Frequenzantwort ohne „Schaden“ im Frequenzbereich 1 bis 10'000 kHz korreliert.

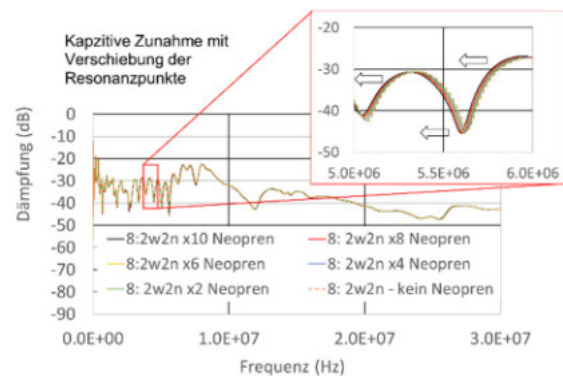


Bild 10: emuliertes Buckling 12.5 MVA-Trafo

Mit einer Zunahme des emulierten Schadens nimmt die spektrale Verschiebung zu und der Korrelationskoeffizient nimmt allmählich ab (Tabelle 4). Die höchste Empfindlichkeit wurde mit Messungen auf der US-Seite erzielt.

Tabelle 4: Empfindlichkeit der Messkonfiguration

Anzahl Scheiben	Kapazität Zunahme (%)	Empfindlichkeit (Dämpfung)					
		8: 2w 2n 1	7: 2w 2u 1	1: 1W 1U 1s	1: 1W 1U 1	5: 1W 2w 1	3: 1W 1N 1
2x Neopren	1.7	0.9994	0.9999	1.0000	0.9999	1.0000	1.0000
4x Neopren	3.4	0.9978	0.9996	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
6x Neopren	5.1	0.9963	0.9993	0.9998	0.9997	0.9998	0.9999
8x Neopren	6.8	0.9934	0.9990	0.9995	0.9996	0.9997	0.9998
10x Neopren	8.5	0.9887	0.9981	0.9993	0.9993	0.9995	0.9996

Anzahl Scheiben	Kapazität Zunahme (%)	Empfindlichkeit (Phase)					
		8: 2w 2n 1	7: 2w 2u 1	1: 1W 1U 1s	1: 1W 1U 1	5: 1W 2w 1	3: 1W 1N 1
2x Neopren	1.7	0.9516	0.9841	1.0000	0.9948	1.0000	1.0000
4x Neopren	3.4	0.9103	0.9877	0.9953	0.9893	0.9999	0.9999
6x Neopren	5.1	0.8843	0.9715	0.9952	0.9892	0.9998	0.9998
8x Neopren	6.8	0.8419	0.9675	0.9860	0.9837	0.9995	0.9997
10x Neopren	8.5	0.7864	0.9589	0.9815	0.9785	0.9992	0.9995

Numerische Berechnungen

Der Einfluss auf die FRA-Signaturen aufgrund mechanischer Veränderungen des Leckflusses im Streuspalt, wurde bisher vernachlässigt oder als ein Effekt der 2. oder 3. Ordnungen behandelt. Die Bedeutung des Leckflusses auf die Empfindlichkeit der FRA-Signaturen wird aber zum Teil kontrovers diskutiert [10-12]. Gemäss Textbuch ist der Einfluss der Leckreaktanz vor allem bei den tieferen Frequenzen bis einige hundert Hertz zu sehen. Eine im Labormassstab reproduzierbare experimentelle Veränderung des Leckflusses, stellt eine schwierige Aufgabe dar. Für die Bewertung der Empfindlichkeit aufgrund der Veränderung des Leckflusses, bieten sich deshalb numerische Simulationen der Luftspule an. Aufgrund des verhältnismässig einfachen geometrischen Aufbaus (Tabelle 4) ohne Kernblech mit nicht-linearen Eigenschaften, kann ein vereinfachtes Schaltbild einer Windung, ohne Berücksichtigung dielektrischer Verluste, der 84 Windungen erstellt werden (Bild 11). Für die Simulationen wurde EMTP-Version 4.2 verwendet.

Tabelle 4: Eigenschaften pro Windung

Eigenschaft	Analytisch	Simulation
Kapazität Luftspalt (13 mm)	0.014 nF	C4, C9, C7
Kapazität Polyamide (1.5 mm)	0.49 nF	C5, C10, C8
Kapazität Windung-Windung	0.06 nF	C1, C2
Hauptinduktivität	24 μ H	L9, L6, L3
Leckinduktivität	4.9 μ H	L7, L1, L4 (Sek)
	5.2 μ H	L8, L2, L5 (Prim)

Das traditionelle Ersatzschaltbild eines Transformators erweist sich aufgrund mechanischer Unzulänglichkeiten, Imperfektionen und parasitäre Nebeneffekte der beiden Luftspulen, als unzureichend.

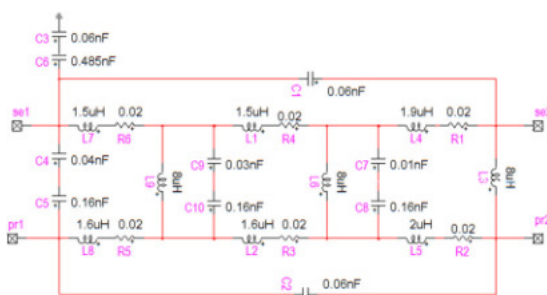


Bild 11: Ersatzschaltbild einer Windung

In Wahrheit sind die Spulen nicht perfekt konzentrisch und werden mit Hilfe von Platzhaltern aus Pressboard in Position gehalten. Zusammen führt dies zu einer Verteilung der eingehenden Kapazitäten (und Induktivitäten), weshalb jede Windung der insgesamt 84 Windungen vereinfacht in drei Teilstücken mit C4, C9 und C7 unterteilt werden muss (theoretisch lassen sich so alle Resonanzen bis 50 MHz realisieren). Bei einem realen Transformator wird ab einigen kHz der magnetische Fluss aus dem Kern verdrängt (der Kern verhält sich dann wie eine geerdete Platte, s. C3 und C6), weshalb Hochfrequenz-Ersatzschaltbilder von realen Transformatoren die Hauptreaktanz normalerweise vernachlässigen. Bei den Luftspulen hingegen, muss zwingend die Hauptreaktanz von circa 24 μ H mitberücksichtigt werden und wird vereinfacht auf jeweils 8 μ H pro Teilstrecke der einzelnen Windung runtergebrochen. Durch Iterationen können mehrere Kombinationen von Induktivitäten und Kapazitäten gefunden werden, die bis circa 6 MHz die Resonanzstellen korrekt wieder geben (Bild 12).

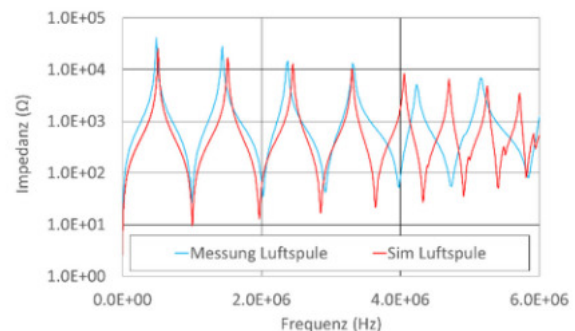


Bild 12: Luftspule ohne „Buckling“

Um zusätzlich die Güte und Dämpfung passend zu den Messergebnissen zu erhalten, haben sich die Werte in Bild 11 bewährt. Dabei wurde auch der Skineneffekt, beginnend ab 10 kHz, mitberücksichtigt. Ab 6 MHz fällt die Dämpfung durch die Kapazität zwischen den benachbarten Windungen (C1 und C2) stark ins Gewicht. Im Modell wurde vereinfacht die Gegeninduktivitäten der benachbarten Windungselemente in den Parallel-Induktivitäten (L3, L6 und L9) integriert, was vermutlich zu einer Dispersion der simulierten Resonanzpunkte ab circa 4 MHz führt (Kompression der Resonanzpunkte). Allein aus diesem Grund

ist es nicht lohnend eine Windung in mehr als drei Teilstrecken zu modellieren, denn die Gültigkeit des Modells schwindet ab 5 MHz. In einer zweiten Simulation der Luftspulen wurde im Ersatzschaltbild ein emuliertes Buckling mit 46% kapazitive Zunahme (von insgesamt 0.067 auf 0.097 nF) durch eine zusätzliche parallele Kapazität (0.046 nF) nachgebildet. Durch die kapazitive Zunahme verschieben sich erwartungsgemäss die Resonanzpunkte hin zu tieferen Frequenzen (Bild 13). Bei dem Resonanzpunkt bei 5.7 MHz, beträgt die spektrale Verschiebung von der Ausgangslage 26 kHz, was unter Berücksichtigung der Messungenauigkeit hervorragend mit dem entsprechenden Messpunkt (Bild 8) zusammenpasst. Wie bei der Messung, nimmt die spektrale Verschiebung mit der Frequenz zu. Unterhalb von 5 MHz ist die spektrale Verschiebung, schwarze Kurve, visuell nur mit Mühe zu erkennen (Bild 13).

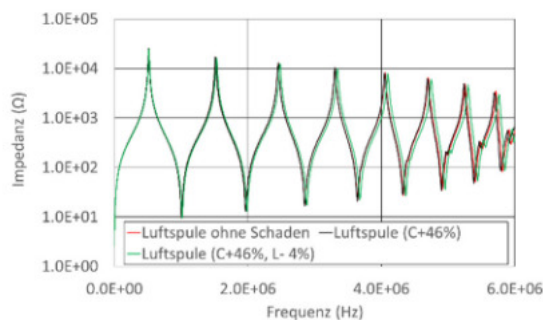


Bild 13: Simulation mit/ohne red. Leckfluss

In einer dritten Simulation wurde zusätzlich zu der kapazitiven Zunahme um 46%, der Leckfluss um 4% (von insgesamt 4.9 auf 4.7 μ H für die Sekundärspule) reduziert. Dieser Wert entspricht dem einphasigen Einbruch der Kurzschlussimpedanz der Phase V auf Einheit 397-1-2. In der Folge verschieben sich erwartungsgemäss die Resonanzpunkte hin zu höheren Frequenzen. Bei dem Resonanzpunkt bei 5.7 MHz, beträgt die spektrale Verschiebung nun 53 kHz hin zu höheren Frequenzen (ein experimenteller Nachweis der Verschiebung ist, sofern möglich, noch ausstehend). Die simulierte Frequenzantwort der Luftspulen reagiert also sehr viel empfindlicher auf Veränderungen der Leckinduktivitäten, als auf die Parallelkapazitäten (C4, C9 und C7). Eine Reduktion der Leckreaktanz von 4%

verursacht mehr als die doppelte spektrale Verschiebung, als eine kapazitive Zunahme von 46%. Bei einer Reduktion der Leckreaktanz von 1% mit einer kapazitiven Zunahme von 46%, findet keine messbare spektrale Verschiebung der Resonanzen statt. Zusammengefasst wird die deutlich höhere Empfindlichkeit aufgrund Veränderungen der Leckinduktivität aufgezeigt.

Zusammenfassung

Ein 400-MVA-Spartrafo mit einem auffälligen radialen Buckling, wurde über viele Jahre mit FRA-Messungen als einwandfrei diagnostiziert. Im Betrieb wurden ebenfalls keine Auffälligkeiten festgestellt. Basierend auf dem Schadensbild (radiale Deformation der US-Wicklung ohne Windungsschlüsse oder axiale Allokationen) wurde ein vereinfachtes Luftspulen-Labormodell mit stufenweise emulierbarem Buckling durch Neoprenscheiben entworfen. Die bis 50 MHz reproduzierbare FRA-Signaturen der OS-Spule mit und ohne emuliertem Buckling, wurden graphisch-visuell und durch Korrelation analysiert. Die kapazitive spektrale Verschiebung der Resonanzpunkte hin zu tieferen Frequenzen nimmt bis 20 MHz kontinuierlich zu, und ist graphisch am besten bei hohen Frequenzen ab 20 MHz zu erkennen (Der Frequenzbereich mit der höchsten Empfindlichkeit ist abhängig von der Grösse des Prüflings). Damit emuliertes Buckling in den FRA-Signaturen der Impedanz ($\text{dB}\Omega$) mit Sicherheit visuell erkennbar werden, muss die physikalische Grösse des Schadens mit mindestens 23% kapazitive Veränderung eingehen (dies entspricht einem Korrelationskoeffizient kleiner 0.98). Mit einem ausrangierten 12.5-MVA-Transformator konnten sämtliche FRA-Messkonfigurationen auf ihre Empfindlichkeit gegenüber dem emulierten Buckling geprüft werden. Die US-seitigen Messkonfigurationen erwiesen sich dabei als am empfindlichsten. Numerische Berechnungen der Luftspulen zeigen aber, dass die FRA-Signaturen 46-Mal empfindlicher auf Veränderungen der Leckreaktanz als auf die Spulen-Kapazität reagieren. Dieses Verhältnis 46:1 kann offensichtlich nicht generalisiert werden, denn bei dem 400-MVA-Spartrafo betrug der Einbruch der einphasigen

Kurzschlussimpedanz 4%, mit einer gleichzeitigen radialen kapazitiven Zunahme von geschätzt 3-5%. Da die FRA-Signaturen des 400-MVA-Sparttrafos durch das radiale Buckling praktisch unverändert blieben (Korrelationskoeffizient von mehr als 0.99), aber die Leckreaktanz um 4% einbrach, muss der Kurzschlussimpedanz einen hohen diagnostischen Stellenwert beigemessen werden. Dies gilt insbesondere dann, wenn sonst keine Auffälligkeiten in den Messergebnissen von FRA, Übersetzungsverhältnis, DC-Widerstand, FRSL, DGA, etc. auftreten, denn ohne Windungsschlüsse oder gerissene Teileiter, sind diese gängigen Messtechniken betreffend dem, in dieser Untersuchung vorliegendem Schadensbild, „blind“. Abschliessend wurde durch einen radial deformierten Transformator, Labormodellen sowie numerischen Studien aufgezeigt, dass kleine bis „mittelgrosse“ radiale Wicklungsdeformationen, ohne Windungsschlüsse oder zusätzliche Verformung, in FRA-Signaturen praktisch nicht ersichtlich sind.

Literaturhinweise

1. A2, Power Transformers and Reactors, Cigre Brochure 812
2. G. Bertagnoli, Short-circuit Duty of Power Transformers, ABB, 3rd Ed. 2006
3. A2.26, Mechanical-condition assessment of transformer windings using FRA, 2008, Cigre Brochure 342
4. IEEE Std C57.149-2012
5. Feser J., Diagnostics of power transformers by using the transfer function method, High Voltage Engineering Symposium, 22-27, 1999, Conf. Publ. No. 467, IEEE, 1999
6. Ludwikowski K., Investigation of Transformer Model Winding Deformation Using Sweep Frequency Response Analysis, IEEE Trans. On Dielectrics and Electr. Ins. Vol. 19, No. 6;2012
7. Feser K., Procedures for Detecting Winding Displacements in Power Transformers by the Transfer Function Method, IEEE Trans. On power delivery, Vol. 19, No. 1, 2004
8. Mitchell S., Methodology to locate and quantify radial winding deformation in power transf. High Volt. pp. 1-8, IET Journ. 2016, ISSN 2397-7264
9. W. Tang et al, Detection of Minor Winding Deformation Fault in High Frequency Range for Power Transformer, IEEE PES General Meeting, 25-29 July 2010
10. Zang Z., Finite-Element Modeling for Analysis of Radial Deformations Within Transformer Windings IEEE Trans. power delivery, Vol.29, No. 5, 2014
11. N. Hashemnia et al.: Improved Power Transformer Winding Fault Detection using FRA Diagnostics – Part 2: Radial Deformation Simulation, IEEE Trans. Dielec. and Electr. Insul, vol. 22, No. 1, Febr. 2015
12. E. Rahimpour et al., Transfer Function Method to Diagnose Axial Displacement and Radial Deformation of Transformer Windings. IEEE Trans. power del, Vol. 18, No. 2, April 2003
13. L. Nilsson et al., Sensitivity Analysis of Transformer Frequency Responses, 14th International Electrical Insulation Conference (INSUCON), IEEE, 2023, ISBN:978-1-915787-65-1

Danksagung

Johann Litzistorf, Ingenieursschule Fribourg, hat die Luftspulen konstruiert.

Anschrift

BKW Energie AG
 Dr. Lars Nilsson
 Ingenieur Diagnostik
 Grid- & Hydro-Engineering
 Galgenfeldweg 18
 CH-3006 Bern
 Tel: +41 58 477 57 84
 lars.nilsson@bkw.ch



16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19. September 2023, Schweinfurt



HITACHI
Inspire the Next

Nachhaltigkeit im Transformatorenservice – Best Practice

Eine CO₂ Bilanzierung anhand eines Beispiels

Referent: M. Krecik

2023-09-19

© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.



1

HITACHI
Inspire the Next

AGENDA

1. Gesellschaftliches Ziel – Schonung der Umweltressourcen
2. Lebenszyklus bei der Produktion
3. Leistungssteigerung und Retrofit an einem Mittelleistungstransformator
4. CO₂ Bilanzierung an einem Beispiel
5. Zusammenfassung

2
Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.



2

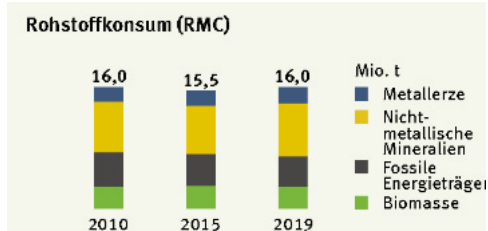
Gesellschaftliches Ziel – Schonung der Umweltressourcen

3 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

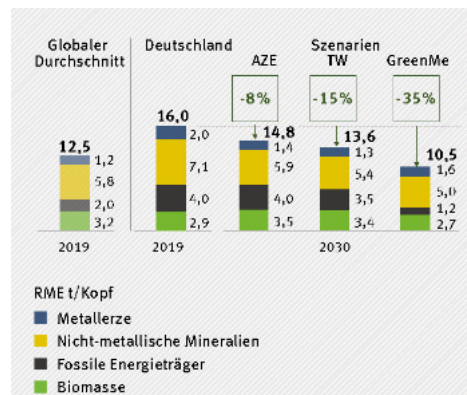
3

1. Gesellschaftliches Ziel – Schonung der Umweltressourcen

- Ziel des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung: **Treibhausgasneutralität bis 2045**
- Reduktion des Rohstoffkonsums auf ca. **10 Tonnen pro Einwohner (-35%)** entsprechend des Bundesumweltministeriums



Rohstoffkonsum in Deutschland von
2010 bis 2019



Zielsetzung in Deutschland bis 2030

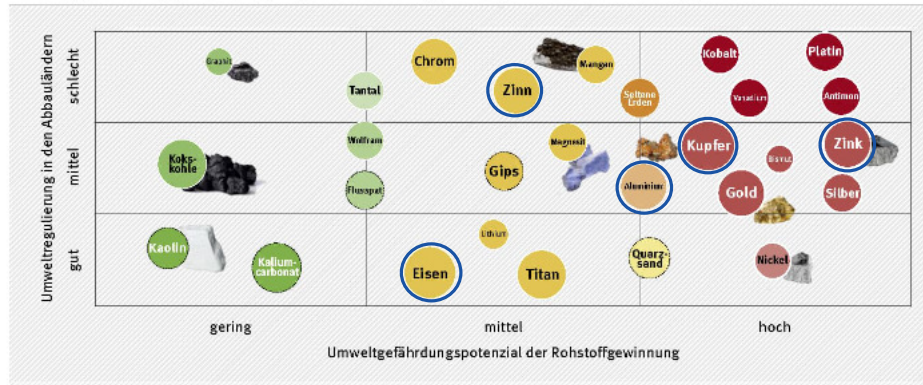
Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/ressourcenbericht2022>

4 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

4

1. Gesellschaftliches Ziel – Schonung der Umweltressourcen

Umweltgefährdungspotenzial (UGP) und Umweltregulierung in den Abbauländern, nach Rohstoffen



Die Größe richtet sich nach der Höhe der mit dem Rohstoff verbundenen SoT- und Energieströme weltweit (dreistufige Skala). Schwarz umrandete Rohstoffe werden in relevanter Menge auch in Deutschland abgebaut.

Quelle: Dietrich et al., 2022b basierend auf Daten von BGR, 2020a; Dehaust et al., 2020

Quelle: <https://www.umweltbundesamt.de/ressourcenbericht2022>
Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

5

1. Gesellschaftliches Ziel – Schonung der Umweltressourcen

OekoRes III - Online-Map



Umweltgefährdungspotenziale von Bergbaustandorten



Carajás, die größte Eisenerzmine der Welt mitten im Amazonas Regenwald in Brasilien

Quelle: NASA/METI/AIST/
Japan Space Systems and U.S./Japan ASTER Science Team Policy/
Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

6

1. Gesellschaftliches Ziel – Schonung der Umweltressourcen

HITACHI
Inspire the Next

Ziel des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung: **Treibhausgasneutralität bis 2045**

Reparatur oder Überholung von Transformatoren

- Verlängerung der Restnutzungsdauer
- Reduktion der Kosten durch Weiternutzung einzelner Komponenten

→ Hitachi Energy wird bis 2030 Klimaneutral und kann Kunden unterstützen

Austausch und Retrofit von Aktivteilen

- Schlüsselfertiger Austausch des Transformators mit energieeffizientem Aktivteil
- Isolationssystem des Betriebsmittels erhält neuwertigen Zustand
- Optimierung von technischen Parametern entsprechend veränderten Gegebenheiten des Netzes
- Leistungssteigerungen



7 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

7

1. Gesellschaftliches Ziel – Schonung der Umweltressourcen

HITACHI
Inspire the Next

Ölaufbereitung und Rückgewinnung

- Rückgewinnung von gealtertem Transformatorenöl und Aufbereitung zur Erfüllung der erforderlichen Spezifikationen

Komponenten Upgrades

- Auf- und Umrüstung von Kühlsystemen bzw. Änderung der Kühlungsart auf Kundenwunsch
- Wartung oder Austausch von Stufenschalter und Durchführungen ermöglichen eine Verlängerung der Lebensdauer des Transformators



Ölaufbereitungsanlage von Hitachi Energy

8 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

8

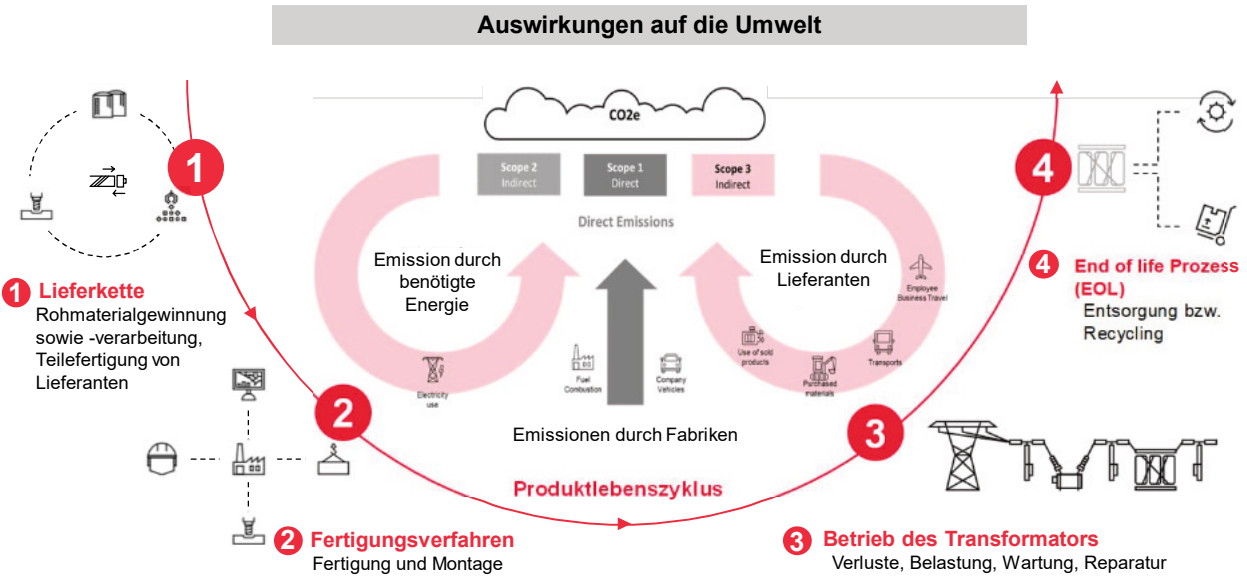
Lebenszyklus bei der Produktion

Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.



9

2. Wie wirkt sich die Produktion auf die Umwelt aus?



10

HITACHI
Inspire the Next

Leistungssteigerung und Retrofit an einem Mittelleistungstransformator

11 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

11

3. Nachhaltigkeit am Transformator

HITACHI
Inspire the Next

Welche Hauptkomponenten lassen sich **nachhaltig** anpassen bzw. überarbeiten, um einen ressourcenschonenderen Transformator zu erhalten?

Kessel und Kühlanlage

- Wiederherstellung des Korrosionsschutzes
- Anpassungen möglich, wie Änderung von Durchführungsflansch oder Kühlanlage möglich



- Kostenintensive Position **Kern**
- Wiederverwendung wird angestrebt, unter Rücksichtnahme auf Anforderungen hinsichtlich Geräusche und Leerlaufverluste

Stufenschalter/Umsteller

- Wiederaufbereitung wird angestrebt

Isolieröl

- Ölaufbereitung und Rückgewinnung

12 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

12

3. Leistungssteigerung & Retrofit an einem 110 kV Transformator

Original technische Daten

- Baujahr: 1989
- Leistung: 48,5 MVA
- Übersetzung: 118,7 kV / 10,5 kV
- Leerlaufverluste: 35 kW
- Kurzschlussverluste: 225 kW
- Gesamtgewicht: 56.000 kg



Neue technische Daten

- Überholung: 2023
- Leistung: 68 MVA
- Übersetzung: 20 kV / 20 kV
- Leerlaufverluste: 35 kW
- Kurzschlussverluste: 277 kW *
- Gesamtgewicht: 60.000 kg



* durch optimiertes Wicklungsdesign reduziert

3. Retrofit des Aktivteils mit neuen Wicklungen & Ableitungen

Original Aktivteil

- Wicklungstyp: Schraubenwicklung, Scheiben- und Lagenwicklung
- Verspannung: Bandagen



Neues Aktivteil

- Wicklungstyp: Schraubenwicklungen
- Verspannung: Bandagen entsprechend Original

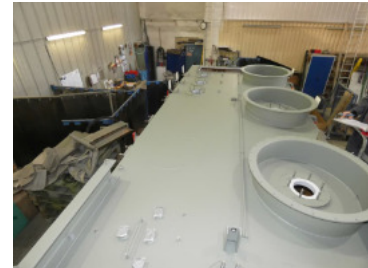
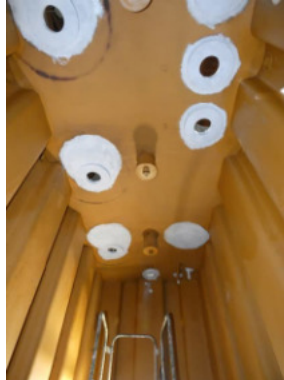


3. Umbau des Kessels und Erneuerung der Kühlanlage

HITACHI
Inspire the Next

Kessel

- Neue Lackierung incl. Korrosionsschutz
- Anbau neuer Flansche für Durchführungen (Freileitung und Kabel)
- Reinigung der Kühlanlage incl. Neulackierung



15 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

15

HITACHI
Inspire the Next

CO₂ Bilanzierung an einem Beispiel

16 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

16



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

4. CO₂ Fußabdruck eines 48,5 MVA / 110 kV Transformators



Abschätzung des CO₂ Fußabdrucks basiert auf allgemeinen Informationen und technischen Daten

- Gesamtmasse: 56 Tonnen
- Bemessungsleistung: 48,5 MVA
- Verluste (Leerlauf/Kurzschluss): 35 kW / 225 kW
- Art des Transports der Lieferanten: LKW
- Lastprofil, Lebensdauer, Energiemix → für die Abschätzung der CO₂ Emissionen in der nachgelagerten Betriebsphase



Betrachtung der vorgelagerten CO₂ Emissionen (gradle to gate)

- Vom Rohmaterial der Lieferanten bis zum fertigen Transformator

17 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

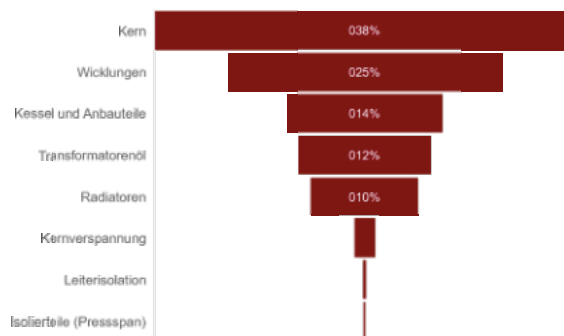


17

4. CO₂ Fußabdruck des **original** 48.5 MVA / 110 kV Transformators



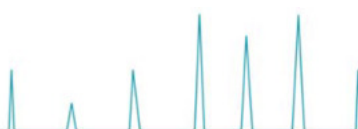
Beitrag der einzelnen Komponenten zum Treibhauspotenzial (GWP) bei vorgelagerter Produktion

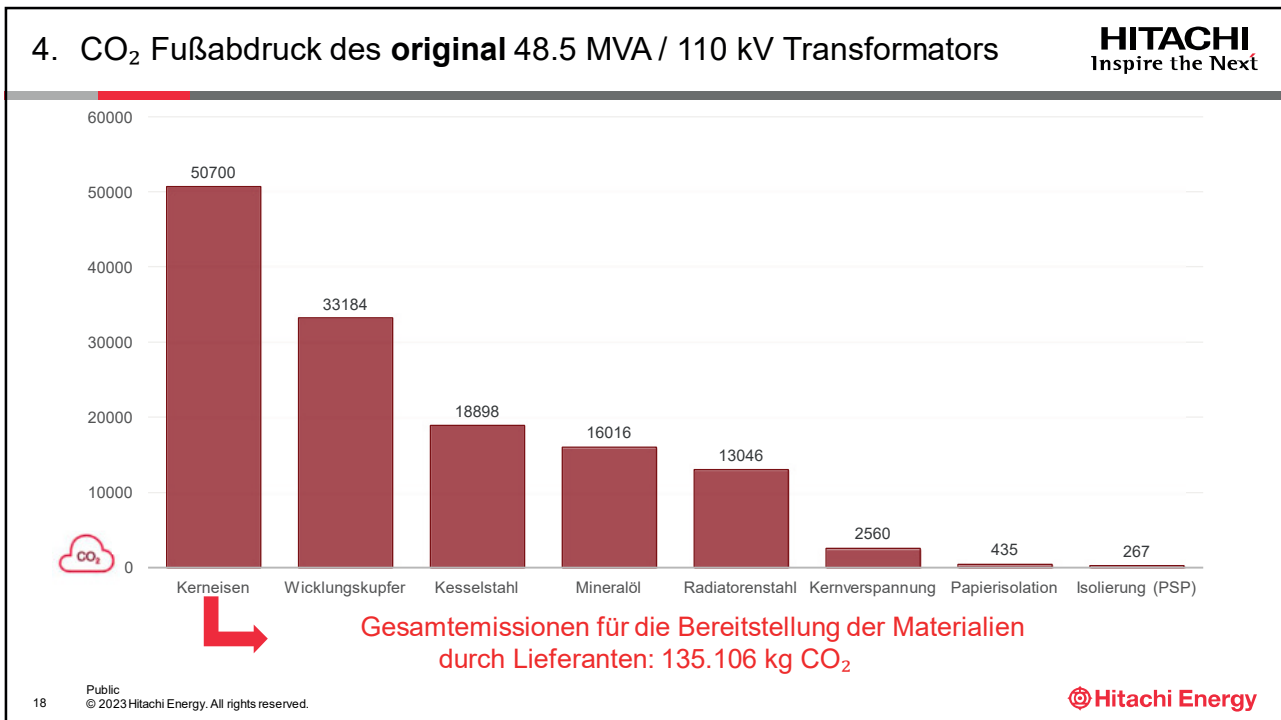


18 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

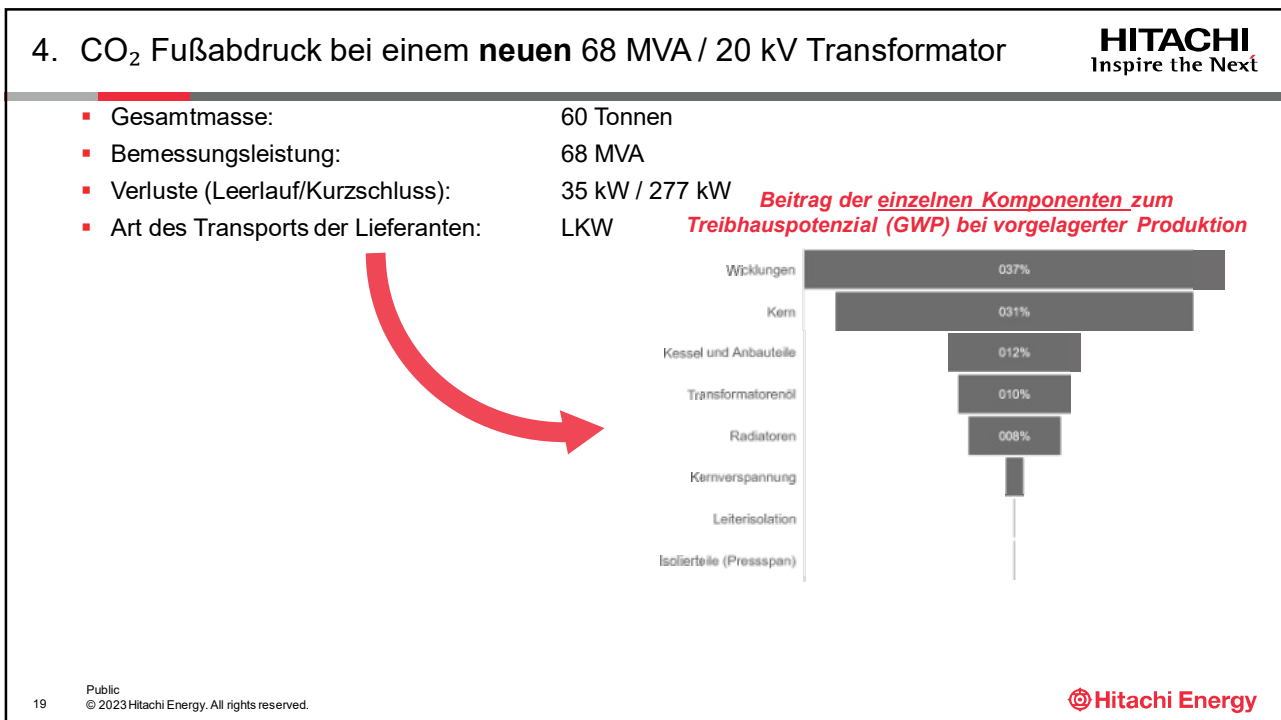


18

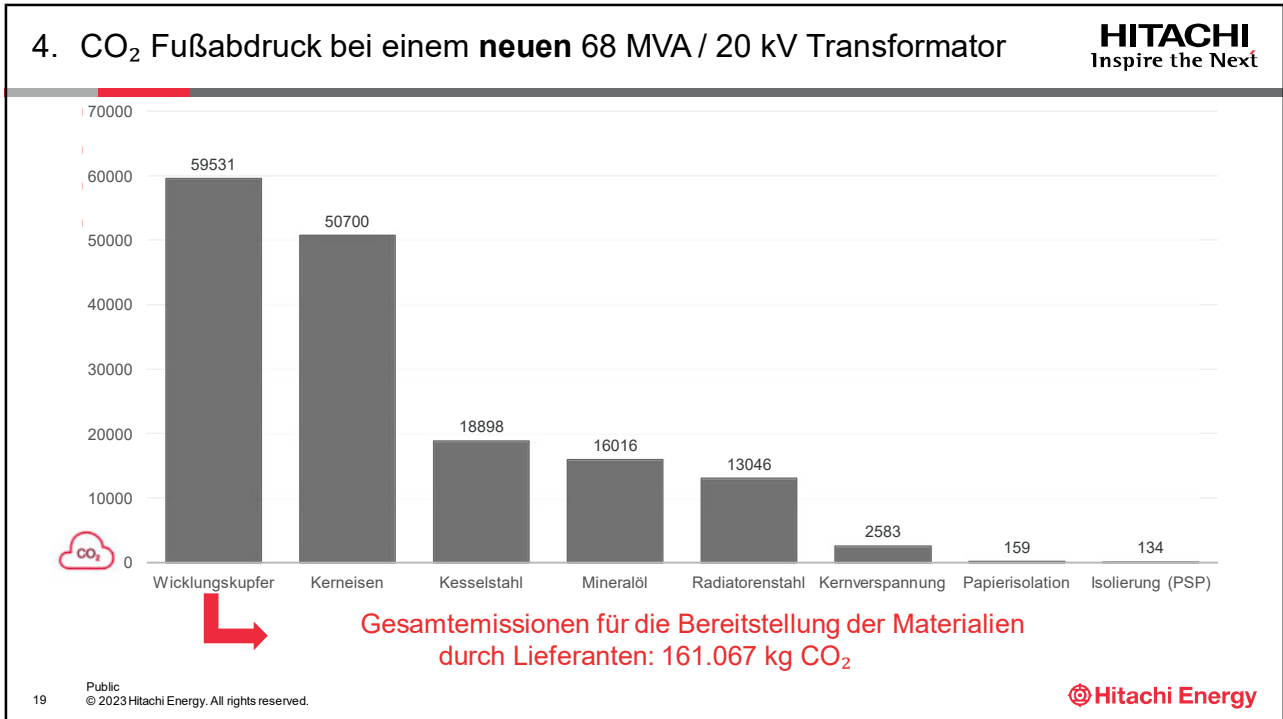




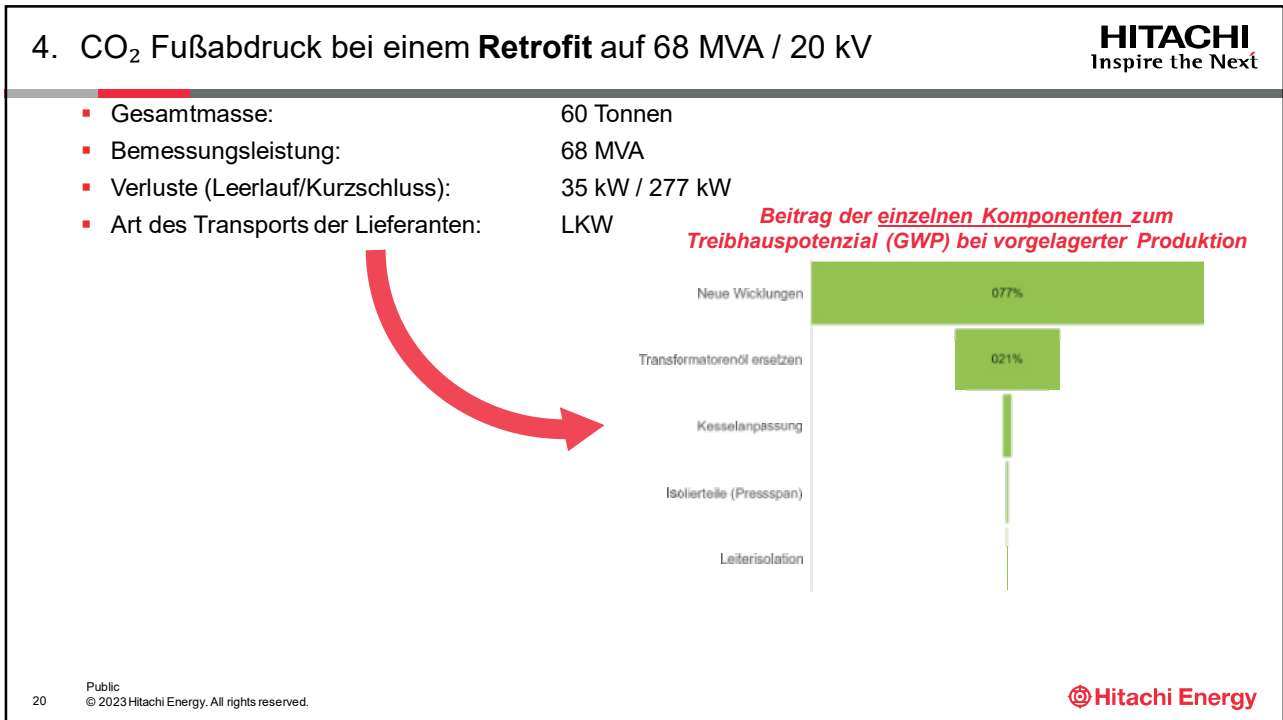
19



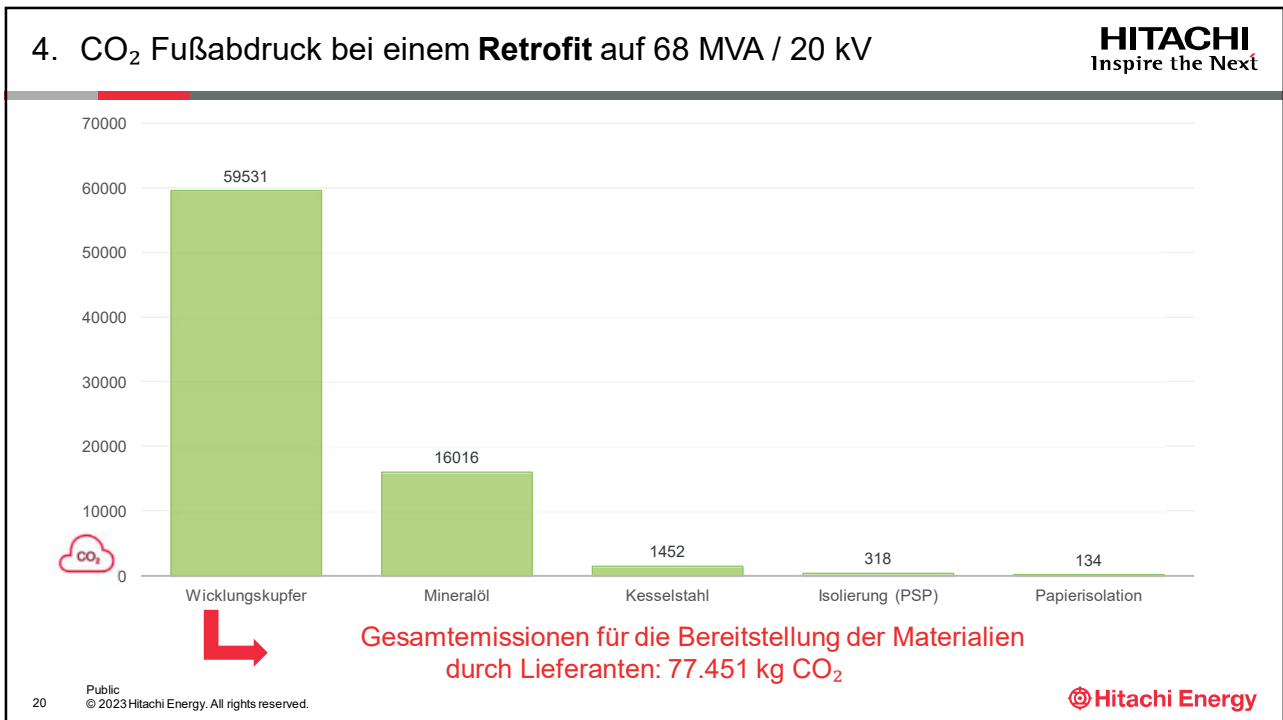
20



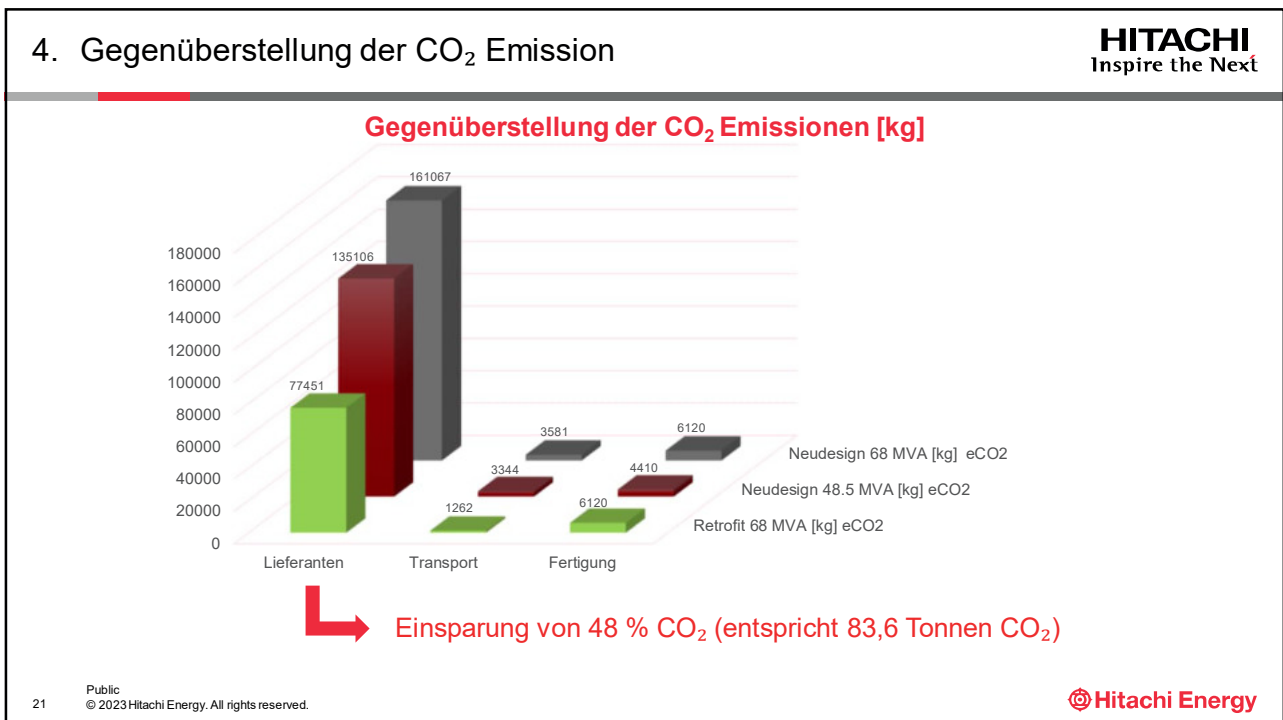
21



22

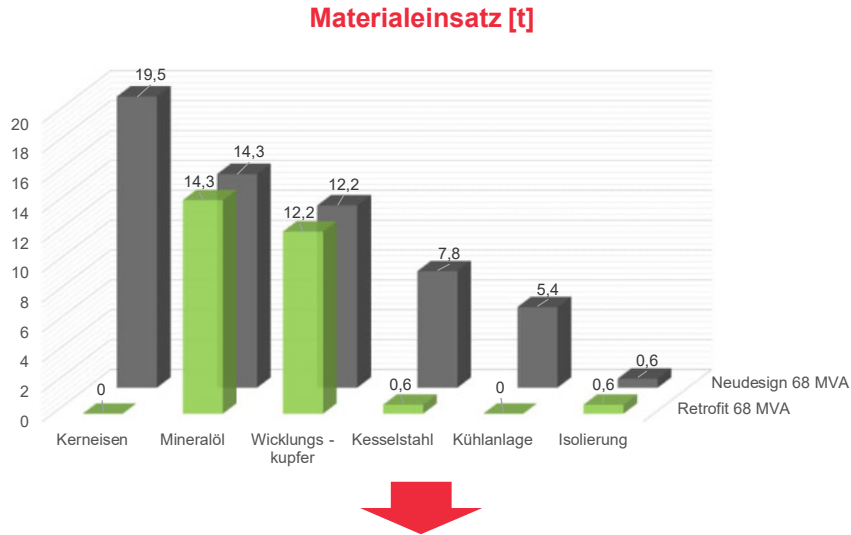


23



24

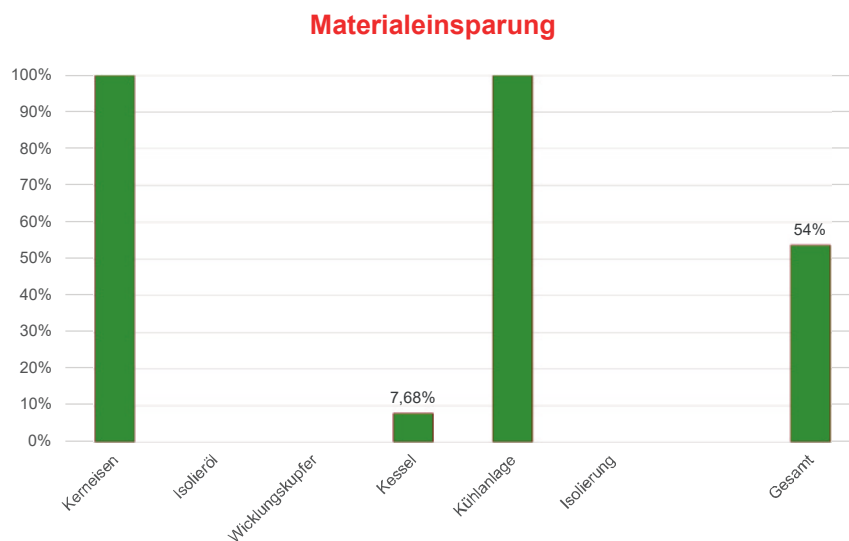
4. Materialeinsatz nach Hauptkomponenten



22 Public © 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

25

4. Einsparung nach Hauptkomponenten zwischen Retrofit und Neubau



23 Public © 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

26

5. Zusammenfassung

HITACHI
Inspire the Next

Möglichkeiten, die Umweltauswirkungen während der Produktion und Entwicklung sowie im gesamten Lebenszyklus des Transformators zu minimieren:

- Ressourcenschonung und signifikante Verringerung der CO₂ Emissionen um 48 % durch Wiederverwendung von verschiedenen Hauptkomponenten wie Kerneisen, Kesselstahl sowie Radiatoren-Kühlanlage
- Energieeffizientes Transformator-Design durch Konstruktion von optimierten Wicklungen für eine verbesserte Kühlung und Reduktion der Kurzschlussverluste

Weitere Maßnahmen:

- Verwendung von umweltfreundlichen Materialien wie alternative Isolieröle, bleifreie Lötverbindungen, recycelbare Kunststoffe
- Vereinfachte Entsorgung durch den Einsatz von leicht trennbaren Materialien
- Reduktion der CO₂ Emissionen im Betrieb durch Absenkung der Gesamtverluste
- Regelmäßige Wartung an Komponenten wie Stufenschalter, Kessel und Durchführungen, um die Nutzungsdauer zu verlängern und Ausfälle zu vermeiden

24 Public
© 2023 Hitachi Energy. All rights reserved.

 Hitachi Energy

27

 Hitachi Energy

28

Wartungsstrategien für Leistungs- transformatoren



Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

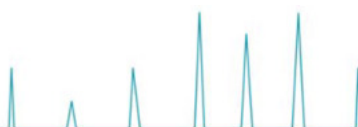
Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service

Wartungsstrategien für Leistungstransformatoren Inhaltsverzeichnis

1 Warum?	2 Wie?	3 Was?	4 Vorschlag Netzkuppler
5 Vorschlag Maschinentrafos	6 Wartungs- strategien	7 Zusammen- fassung	

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 2





16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

WARUM? – HILF Risikoprofil von Trafos als Herausforderung an das Asset Management: High impact, low frequency of failures

Fehlerraten, weltweit, von Leistungstransformatoren¹⁾

- 0.53% p.a. für Netzkuppler
- 0.95% p.a. for Maschinentransformatoren (GSU)

Potentielle Auswirkungen schwerwiegender Fehler von Leistungstransformatoren²⁾

- Verlust von ISO14000 Zertifizierungen
- Information von und Aufsicht durch Regulatoren
- Straf- und zivilrechtliche Verfolgung
- Infragestellung der Betriebsberechtigung

Quellen: 1) „TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY“, CIGRÉ Working Group A2.37, December 2015
2) „660 - SAVING THROUGH OPTIMISED MAINTENANCE IN AIR INSULATED SUBSTATIONS“, CIGRÉ Working Group B3.32, June 2016
2023-06 Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 3

WARUM? Notwendigkeit einer besseren Balance zwischen der Betriebsrisiko von Trafos und vorbeugender Maßnahmen

In einem Stahlwerk ist ein Ofentransformator explodiert. Durch die Explosion und den Brand wurden weitere Einheiten zerstört. Die Transformatoren waren nicht baulich getrennt oder geschützt, Online-Überwachung nicht im Einsatz.

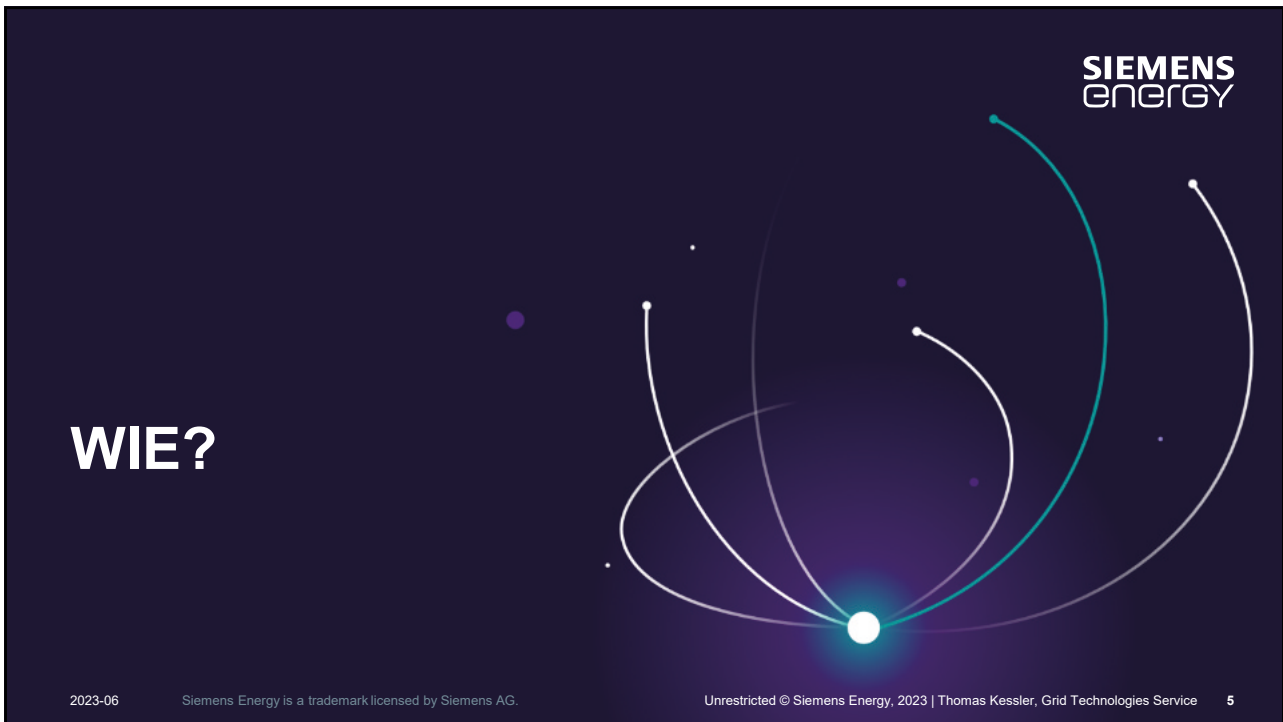
In einem Windpark fiel der GSU aus. Der Betreiber hatte Zugang zu einem Trafo-Pool und Service-Potentials des OEMs. Nach einigen Tagen konnte der Windpark den Betrieb wieder aufnehmen.

Mehrere Ausschreibungen zur Online-Überwachung von Transformatorenflotten wurden ausgesetzt. Die Gewinner haben die technischen Anforderungen erfüllt. Allerdings wurden die Preiserwartungen der Endverbraucher nicht erfüllt.

Bei einem GSU versagte eine Durchführung. Es gab kein Online Monitoring und keine Ersatzteilbevorratung. Das Kraftwerk war erst nach einigen Wochen wieder einsatzbereit.

Quellen: Eigene Erfahrungen
2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 4



WIE?

2023-06 Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG. Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 5

WIE? Startpunkt: Transparente Risiko-Bewertung zur Abschätzung der Folgen eines schwerwiegenden Trafo-Fehlers

Umwelt, z.B.

- Ölvolumen
- Vorhandensein eines Ölauffangbehälters
- Kosten für die Behebung von Grund- und Wasserverunreinigung
- CO2 Fussabdruck

Netzwerk, z.B.

- „n-1“ Prinzip angewendet
- „n-1“ Prinzip nicht angewendet
- EMV Schutz, z.B. Gegen Rückwirkungen von Harmonischen von Frequenzumrichtern oder Wechselrichtern

CAPEX, z.B.

- Kosten für Ersatz
- IBS von Ersatztrafo

OPEX, z.B.

- Reparaturkosten
- IBS reparierter Trafo
- Entsorgung
- Costs-of-Energy-not-Supplied, CoENS
- Strafen
- Folgeschäden
- Re-Dispatching
- Verfügbarkeit von Ersatztrafos

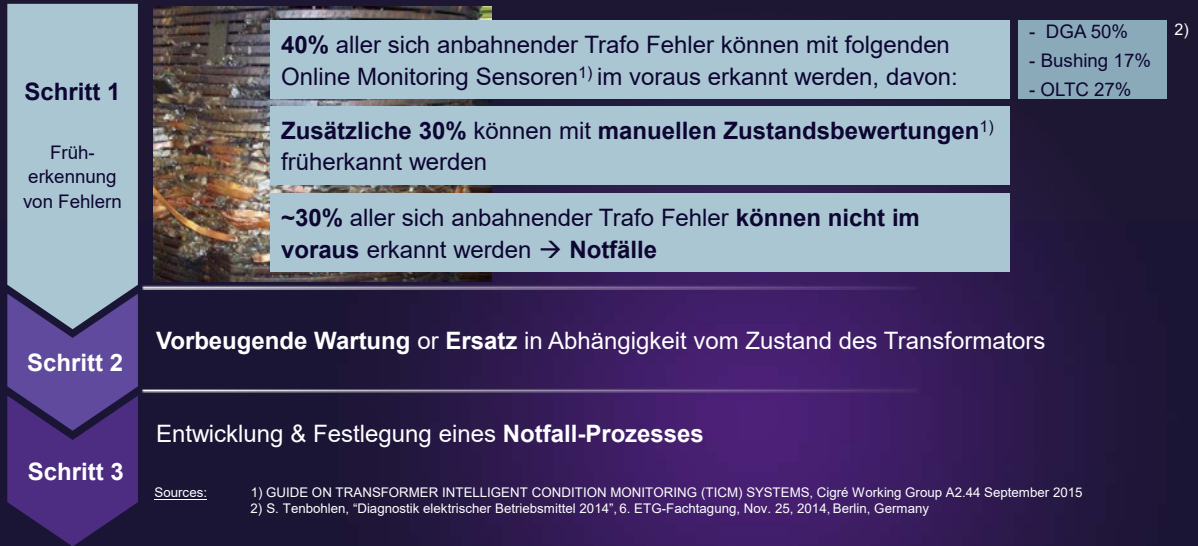
Sicherheit, z.B.

- Kosten für Verletzungen und Todesfälle
- Rechtliche Risiken

Quellen: „660 - Saving through optimised maintenance in air insulated substations“, CIGRÉ Working Group B3.32, June 2016



WIE? – Bis zu 70% aller sich anbahnenden Transformatoren Fehler können vermieden werden



2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 7

WIE? – Konsolidierung aller Investitionen und Nutzen zur Optimierung des Verhältnisses von CAPEX/OPEX/TCO



2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 8


WIE? Allgemeine Annahmen

Oktober 2022 ist der Referenzmonat für alle Finanzkennzahlen, auf denen die folgende Analyse basiert:


- Deutsche Tarife für die Erzeugung und Übertragung von Strom
- Preise für Transformatordienstleistungen: Ölregeneration und -trocknung, Durchführungsaustausch, Diagnose, Online-Überwachungsgeräte, Laststufenschalter-Service (OLTC).

Betrachtete Service Intervalle, Daten, Ausnahme „Service Level A“:

- Jährliche SITRAM DIAG Zustandsbewertungen
- OLTC Wartung alle 7 Jahre
- Austausch des elektronischen Online Monitoring Equipments alle 17 Jahre
- Vorbeugender Durchführungsaustausch, Regeneration und Trocknung nach >25 Betriebsjahren



WAS?

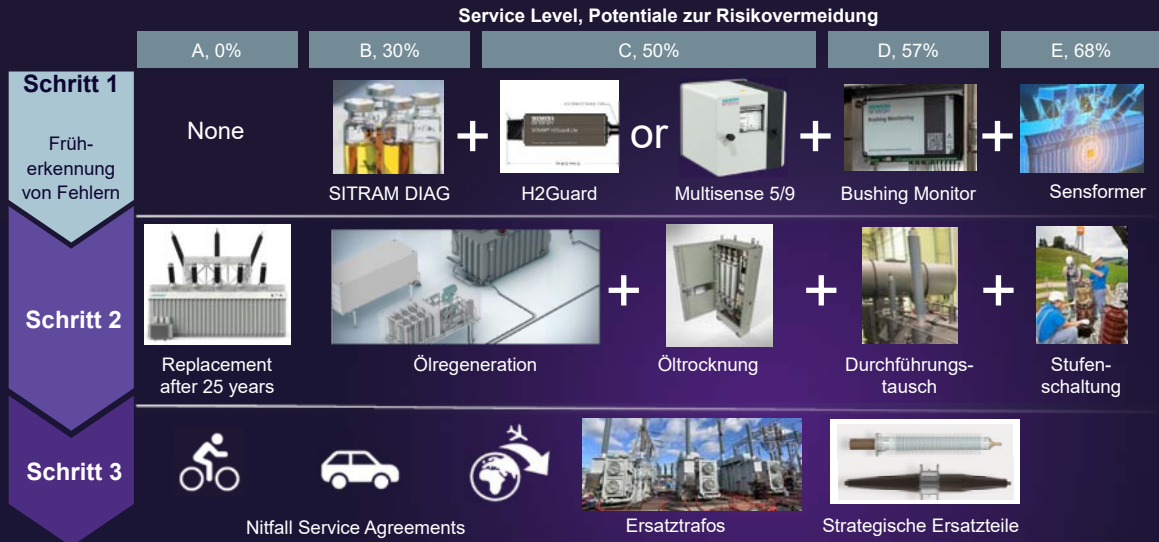
An abstract graphic on a dark blue background featuring a central glowing white sphere with several curved, glowing lines in white and teal that sweep across the frame, suggesting motion or energy flow.

2023-06 Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG. Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 10



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

WAS? – Service Levels , Risikominderung und schnelle Notfalldienste, Übersicht



2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 11

Netzkuppler, Betrachtung

SIEMENS energy



2023-06

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 12

Netzkuppler: Annahmen

- Übertragungsunternehmen sind meist regulierte Unternehmen. Der **Return-on-Invest (RoI)** auf die Regulated-Asset-Base (RAB) ist oft ihre **wichtigste Profitquelle**.
- Die durchschnittliche globale Ausfallrate für Übertragungstransformatoren beträgt 0,53 % pro Jahr. Es wird davon ausgegangen, dass diese von nahezu 0 in den ersten 25 Jahren auf 1 % im späteren Lebenszyklus¹⁾ ansteigt.
- Das „**n-1-Prinzip**“ wird vollumfänglich angewendet. Dies bedeutet, dass bei einem Transformatorausfall **keine Lieferverluste** auftreten. Bei der **Risikobewertung** müssen jedoch **zusätzliche Kosten für die Umleitung** von Energie und Redispatching berücksichtigt werden.
- Die Auswirkungen von **Anreiz- und Maluszahlungen** aufgrund der geltenden Regulierungsvorschriften oder Kundenverträge werden im Folgenden **nicht berücksichtigt**. Diese müssen im Rahmen der **Risikobewertung** bewertet werden.

Source: 1) „TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY“, CIGRÉ Working Group A2.37, December 2015

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 13

Netzkuppler: Risikominimierung zahlt sich aus bei hohen Leistungen und Betrachtung längerer Zeiträume

Finanzielle Bewertung der Service Levels für Netzkuppler:
DCF/EUR im Vergleich zu Service Level und Zeitraum



2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 14



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

Netzkuppler: Abschlussbetrachtung

Unter Berücksichtigung der langen Lieferzeiten, der Ergebnisse der DCF-Bewertung und von gesetzlichen oder OEM-Verpflichtungen schlagen wir für Netzkuppler die folgenden Mindest-Service Levels vor:

Wir empfehlen dringend, Notfallprozesse einzurichten, um unerwartete Ausfälle abzudecken!

25 Jahre, Betrachtung:

- Service Level B (DIAG, Ersatz nach 25 Jahre), Rating < 200 MVA
- Service Level C (DIAG, DGA-Online Monitoring) für höhere Ratings

50 Jahre, Betrachtung → Nachhaltigkeit:

- Service Level B inkl. vorbeugender Massnahmen für Ratings < 20 MVA
- Service Level C inkl. vorbeugender Massnahmen für Ratings < 200 MVA
- Service Level E (DIAG, Full Scale-Online Monitoring, vorbeugender Massnahmen) für höhere Ratings

Allgemeiner Nutzen: Verschiebung ungeplanter OPEX hin zu geplanten OPEX → „versicherungs-ähnlich“

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 15

Maschinen -Transformatoren, GSU, Betrachtung

2023-06 Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG. Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 16

Maschinentransformatoren (GSU's): Annahmen

- Erzeugungsunternehmen sind meist nicht reguliert. Der Energieverkauf ist ihre wichtigste Einnahmequelle.
- Die durchschnittliche **Ausfallrate** von GSU's beträgt **0,95% p.a.** über den gesamten Lebenszyklus.
- Das „n-1 principle“ wird **selten angewendet**. **Lieferausfälle** (Costs-of-Energy-not-Supplied, CoENS) sind das **dominierende Risiko** im Fehlerfall. Daher ist die **Risikoexposition deutlich höher** als bei vergleichbaren Netztransformatoren.
- Die **Auswirkungen von Anreiz- und Maluszahlungen** z.B. aufgrund von Lieferverträgen, werden im Folgenden **nicht berücksichtigt**. Diese müssen im Rahmen der **Risikobewertung** betrachtet werden.

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 17

Maschinentransformatoren : Riskominimierung macht sich bezahlt!

Finanzielle Bewertung der Service Levels für GSU's:
DCF/EUR im Vergleich zu Service Level und Zeitraum



2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service



16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19. September 2023, Schweinfurt

Maschinentransformatoren: Abschlussbetrachtung

Unter Berücksichtigung der langen Lieferzeiten, der Ergebnisse der DCF-Bewertung und von gesetzlichen oder OEM-Verpflichtungen schlagen wir für GSU's die folgenden Mindest-Service Levels vor:

Wir empfehlen dringend, Notfallprozesse einzurichten, um unerwartete Ausfälle abzudecken!

25 Jahre, Betrachtung:

- Service Level C (DIAG, DGA-Online Monitoring) für redundante GSU's, ratings < 150 MVA
- Service Level E (DIAG, volles Online Monitoring) für nicht-redundante GSU's

50 Jahre, Betrachtung → Nachhaltigkeit:

- Service Level C für nicht-redundante GSU's, Ratings < 100 MVA
- Service Level E für alle anderen GSU's

Allgemeiner Nutzen: Hauptsächlich Umsatzsteigerung wegen höherer Anlagenverfügbarkeit

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 19

Wartungsstrategien

SIEMENS energy

2023-06 Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG. Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 20

Auf unseren Service Levels A bis E können bekannte Wartungsstrategien aufgebaut werden

Reliability Centered Maintenance, RCAM

- Das Ziel ist die maximale Verfügbarkeit von kritischen Anlagen, z. B. in der chemischen Industrie
- Ansatz: Service Level E zur Minimierung des Ausfall-Risikos

Risk Based Maintenance, RBM

- Der Schwerpunkt liegt auf der Erzielung einer akzeptablen Leistung und Risikoexposition einer Flotte von Anlagen. Hierzu muss die akzeptable Risikoexposition der Flotte bewertet werden
- Für jede Anlage müssen geeignete Service Level definiert werden → Iterativer Prozess, beginnend mit den kritischsten Anlagen

Condition Based Maintenance, CBM

- Service Levels B bis E können als CBM für individuelle Assets betrachtet werden

Time Based Maintenance, TBM

- Services in definierten Intervallen bezogen z.B. auf OEM oder Benutzervorschriften

Corrective Maintenance

- Reaktive Wartung im Fehlerfall
- Ähnlich zu Service Level A → Notfallprozesse

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 21

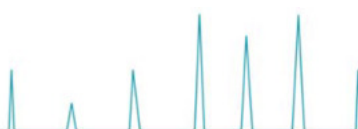
Zusammenfassung

SIEMENS
energy

2023-06

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 22





16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

WARUM?

WIE?

WAS?

VORSCHLÄGE:

Maintenance strategies for transformers: Zusammenfassung

- Transformatoren haben ein HILF Risikoprofil:
High impact, low frequency von Ausfällen
- Nutzen und Bemühungen zur Risikominderung müssen ausgewogen sein
- Ermittlung des passenden CAPEX/OPEX/TCO Budgets durch Betrachtung ...
- ... die wichtigsten Geschäftstreiber :
Sicherheit, Finanzen, Servicequalität, Zuverlässigkeit, Umwelt
- Wir bieten 5 verschiedene Service Level sowie Notfall-Services an, um die geeignetste Lösung zusammenzustellen
- Unsere Servicevorschläge spiegeln das Risiko und den Wartungsaufwand der betrachteten Anlage wider.
- Klar definierte Notfallprozesse, z. B. Notfallvereinbarungen mit dem OEM bereiten Endbenutzer darauf vor, die Auswirkungen unvermeidbarer verbleibender Risiken zu minimieren

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 23

Disclaimer

© Siemens Energy 2023

Please find detailed information here:

[Guidelines for publisher data \(For internal users only.\)](#)

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 24

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



Contact



Published by
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG

Thomas Kessler
thomas.kessler@siemens-energy.com

Grid Technologies Services
Humboldtstr. 64
90459 Nuremberg
Germany

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

siemens-energy.com/tlm



2023-06

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 25

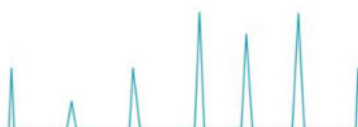
Sustainability

Our commitment to sustainability is visible in every detail of our thinking and actions. So, we act with foresight and sustainability here, too. So, when you need to print your presentation, the document's default setting is to print all pages as handouts in black and white with as little toner consumption as possible.

If you cannot do without color or full-page output, simply change this in the print menu. **Thank you very much!**

2023-06

Unrestricted © Siemens Energy, 2023 | Thomas Kessler, Grid Technologies Service 26



Reduzierung der Alterungsbeschleuniger in flüssigkeitsgefüllten Leistungstransformatoren ohne Veränderung des Gashaushalts

**Dr. Olaf Schmidt, Karberg & Hennemann - Wolfgang Sorgatz ENERGY
Support**

Transformatoren sind ein wichtiger Bestandteil im Energieversorgungsnetz. Ein zuverlässiger Transformatorbetrieb und die Optimierung der Wartung und Instandhaltung stehen daher im Mittelpunkt eines jeden Betreibers. Insbesondere, weil ein Großteil der zurzeit betriebenen Transformatoren über 35 Jahre alt ist - viele sind sogar über 50 Jahre alt. Ältere Transformatoren benötigen besondere Pflegemaßnahmen. Verstärkt sind daher Lösungen gesucht, die die Lebensdauer von Transformatoren verlängern, die Betriebssicherheit verbessern und Wartungszeiten sowie Ausfälle reduzieren.

Der Zustand des Öl-Zellulose-Isoliersystems ist einer der Schlüsselp Parameter jedes Transformators, denn er beeinflusst die Lebenserwartung und die Verfügbarkeit. Die Alterungsrate des Öls hängt im Wesentlichen von der Isolierölqualität ab. Diese wird beeinflusst durch Faktoren wie z.B.: Säuregehalt, Öltemperatur und Wassergehalt.

Wussten Sie, dass in der Zellulose-Isolierung 100-mal mehr Wasser gebunden sein kann als in dem Isolieröl gemessen wird? Das Ziel einer nachhaltigen Transformatorenpflege zur Sicherung der Betriebssicherheit muss daher die dauerhafte Trocknung der Zellulose-Isolierung sein. Ölwechsel und temporäre Öltrocknung senken nur kurzfristig den Wassergehalt.

Und wussten Sie, dass Wasser einer der Hauptursachen für die Bildung von Säuren durch Ölalterungsprozesse ist (z. B. Carbon- und Schwefelsäuren)?

Ein Material, das seit Jahren für Großtransformatoren verwendet wird, wird nun auch immer interessanter für die Pflege von kleineren Transformatoren: Bleicherde. Bleicherde verbessert die Grenzflächenspannung, senkt den dielektrischen Verlustfaktor und reduziert den Säuregehalt im Öl.

Aber von vorn: Die Herausforderungen bei älter werdenden Transformatoren

Sowohl das Isolieröl als auch die Zellulose-Isolierung im Transformator altern. Die chemische Alterung der Isolierstoffe ist die Hauptursache für lokale Kurzschlüsse. Sie sorgt mit zunehmendem Alter des Transformators für eine steigende Anzahl der Teilentladungen. Neben Wasser sind vor allem Sauerstoff und Säuren in den Isolierstoffen (Öl und Zellulose) die primären Beschleuniger für Alterungsprozesse und somit für Kurzschlüsse.

Wasser entsteht in jedem Transformator im Zuge der Alterung der Zellulose-Isolierung. Bei dem Zerfall der Zellulose-Moleküle (Depolymerisation) werden Wasser-Moleküle freigesetzt. Das Wasser sammelt sich in den Wicklungen der Transformatorenkerne an. Von dort diffundieren die Wasser-Moleküle in das Isolieröl und binden sich an Schwebstoffe (z. B. Fasern).

Je mehr Wasser sich in der Zellulose-Isolierung ansammelt, desto schneller erfolgt der weitere Zerfall der Zellulose-Moleküle und die Anreicherung von Wasser in den Isolierstoffen – ein gefährlicher Teufelskreislauf. Denn die Wassermoleküle wirken im Isoliersystem aus Zellulose und Öl als Leitfähigkeitsbrücken, durch die die Durchschlagsfestigkeit des Transformators sinkt. Der Öltyp spielt dabei keine Rolle.



Säuren im Isolieröl entstehen, sobald das Öl im Einsatz ist. Ursache hierfür ist vor allem die stetige Ölalterung. Denn je länger das Öl im Einsatz ist, je höher die Öltemperatur/Betriebstemperatur ist und je stärker das Öl verunreinigt ist (Wasser, Partikel), desto schneller findet eine Versäuerung durch Öloxidationsprozesse statt.

Ein hoher Feuchtigkeits- und Partikelgehalt im Transformator birgt also in dreierlei Hinsicht ein Risiko für die Betriebssicherheit:

1. Zerfall der Zellulose-Isolierung: immer schneller beschleunigende und frühzeitige Alterung
2. Anstieg der Leitfähigkeitsbrücken durch polare Anziehung zwischen Wasser und Schwebstoffen im Isolieröl
3. Zerfall des Isolieröls: immer schneller beschleunigende und frühzeitige Ölalterung und damit die Entstehung von weichen Verunreinigungen/Ablagerungen und Säuren

Die Herausforderung für eine nachhaltige Transformatorpflege und hohe Betriebssicherheit: kontinuierliche Trocknung der Zellulose-Isolierung (Wicklungen) und das Entfernen von Wasser, Schwebstoffen, Alterungsprodukten und Säuren aus dem Isolieröl.

Warum ein Ölwechsel nicht nachhaltig ist

Ein Ölwechsel beseitigt nur einen Bruchteil des Wassers, denn der Großteil des Wassers innerhalb eines Transformators steckt in der Zellulose-Isolierung (Wicklungen). Bsp. Transformator mit 20.000 Liter Ölvolumen und 40 ppm Ölfeuchte (0,004 %):

- nur 0,8 Liter Wasser im Isolieröl
- rund 100 Liter in der Zellulose-Isolierung

Deshalb ist es entscheidend, die Zellulose-Isolierung zu trocknen und nicht nur das Öl. Auch ein Ölwechsel aufgrund eines hohen Verschmutzungsgrad und/oder Säuregehalts ist meist vermeidbar, da mit einer adäquaten Feinfiltration das Öl aufbereitet werden kann und so für viele Monate und sogar Jahre weiterhin einsetzbar ist.

Warum es einer kontinuierlichen Öltrocknung bedarf

Die Trocknung der Zellulose-Isolierung dauert sehr lange. Denn die Diffusion der Wassermoleküle aus der Zellulose-Isolierung an das umgebende Öl ist sehr langsam und abhängig davon, wo das Wasser in der Zellulose entstanden ist und sich angesammelt hat. Beim Diffundieren der Wassermoleküle aus dem Inneren der Zellulose-Isolierung bis zum Öl muss das Wasser in zahlreiche Zellulosefasern hinein und wieder hinaus diffundieren und dieser Vorgang braucht Zeit. Die Diffusionsgeschwindigkeit bzw. das nur schleppend aus der Isolierung kommende Wasser lässt sich aus dem Bild 1 gut ablesen. Hier wird ein Transformator mit 20 Tonnen Ölgewicht mit einer kontinuierlichen Trocknungsanlage (Durchfluss: 270 Liter/Stunde) gepflegt.

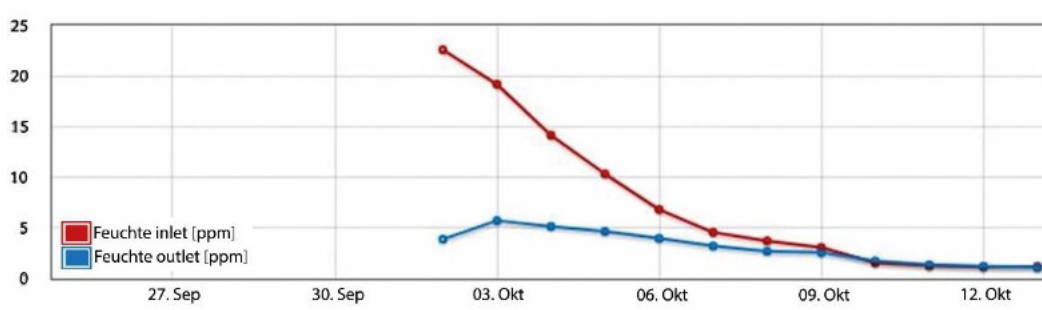


Bild 1: Feuchtigkeitsverlauf während der Transformatorentrocknung mit dem kontinuierlichen Filtersystem ES 2000. Filtereintritt: rote Kurve, Filteraustritt: blaue Kurve

Die Effizienz der Trocknung hängt daher von der Zeitdauer der Trocknung ab. Die heutigen temporären Öltrocknungsprozesse konzentrieren sich auf die kurzfristige Optimierung und vernachlässigen die Vorteile der kontinuierlichen Trocknung (siehe Bild 2) und Pflege:

- dauerhaft hohe Durchschlagfestigkeit und damit Betriebssicherheit
- längere Lebensdauer von Isolieröl und Zellulose-Isolierung

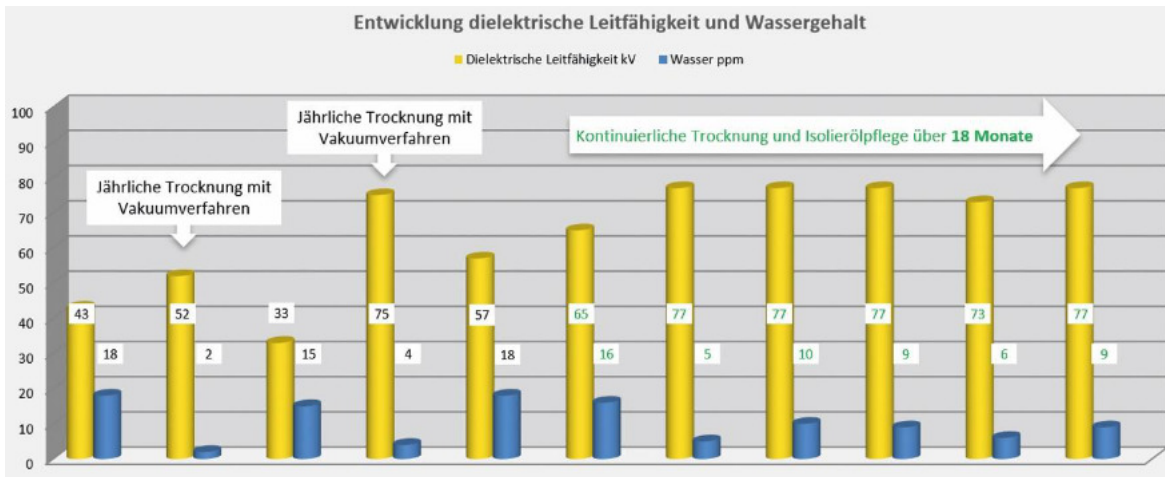


Bild 2: Entwicklung der dielektrischen Leitfähigkeit und des Wassergehalts mit der temporären Vakuumtrocknung und im Anschluss mit dem kontinuierlichen Filtersystem ES 2000.

Nachteile temporärer Vakuumtrocknung

Zeit und Kosten stellen bei den Vakuumverfahren die kritischen Eckpunkte dar. Häufig findet die Trocknung nicht vor Ort statt, so dass hohe Transportkosten anfallen. Je länger der Transformator unter Vakuum getrocknet wird, desto teurer wird der Prozess durch den entstehenden Nutzungsausfall.

Wird die Zeitdauer der Trocknung allerdings verkürzt, sinkt die Effizienz der Trocknung. Die Zellulosefasern, in denen sich das Wasser angesammelt hat, sind mit dem Ölfilm benetzt und geben deshalb die Wassermoleküle nur langsam an das umgebende Vakuum ab. Nach einer temporären Trocknung mit einem Vakuumverfahren befinden sich daher immer noch Wasseranteile in der Zellulose-Isolierung.

Darüber hinaus belastet das Vakuumverfahren die ohnehin durch Alterungsprozesse angegriffene Zellulose-Isolierung noch zusätzlich. Denn durch die Vakuumtrocknung wird die Kompression der Zellulose-Isolierung reduziert, so dass die Wicklung bei weiterem Betrieb Schaden nehmen kann.

Die Gas-in-Öl-Analyse ist für die Beurteilung der Funktionstüchtigkeit und Sicherheit eines laufenden Transformators entscheidend. Dazu wird die genaue Zusammensetzung vorhandener Gase im Transformator analysiert. Vakuumverfahren entfernen Gase, so dass eine weitere Einschätzung des Sicherheitszustands des Transformators problematisch wird.

Die Lösung: ES 2000 Filtersystem

Das Filtersystem ES 2000 (Bild 3) ist ein stationäres Trocknungssystem, das schnell und einfach an jedem Transformator installiert und modular modifiziert werden kann.

Die Anforderungen an das Filtersystem ergeben sich aus den oben genannten Nachteilen der bisherigen Verfahren:



Bild 3: ES 2000 Filteranlage

1. Ein System, dass den Nutzungsausfall minimiert:
Das Filtersystem ES 2000 arbeitet online am laufenden Transformator in einem unabhängigen Kreislauf, so dass kein Nutzungsausfall entsteht wie z. B. bei Vakuumverfahren. Es ist für den Dauerbetrieb ausgelegt (24/7/365). Der Energiebedarf ist dabei mit ca. 0,18 kW gering.

2. Ein System, dass die Zellulose-Isolierung gründlich und schonend trocknet:
Die Entwässerung erfolgt indirekt und kontinuierlich über das Öl. Denn der Zellulose-Isolierung wird durch den Dauerbetrieb (24/7/365) die notwendige Zeit gegeben die Wassermoleküle an das Öl abzugeben. So wird sowohl das Wasser aus dem Öl als auch aus der Zellulose Isolierung entfernt. Weder Vakuum noch hohe Temperaturen strapazieren die Zellulose-Isolierung.

3. Ein System, dass alle Verunreinigungen aus dem Isolieröl entfernt und für eine schonende Regeneration sorgt:

Gleichzeitig minimiert die in der ES 2000 Filteranlage integrierte Fein- und Tiefenfiltertechnologie mittels Absorption und Adsorption den Anteil an Schwebstoffen (Partikel, Fasern) und Oxidationsrückständen im Öl.

Durch den zusätzlichen Einsatz von Bleicherde kann zudem die Grenzflächenspannung erhöht werden, der dielektrische Verlustfaktor gesenkt und der Säuregehalt im Öl reduziert werden.

4. Ein System, dass die Gas-in-Öl-Analyse nicht beeinflusst:

Die Zusammensetzung des Gasmischs im Transformator und die Gas-in-Öl-Analyse werden durch das Filtersystem ES 2000 nicht beeinflusst. Es ermöglicht eine durchgängige Vergleichbarkeit der Werte zur Beurteilung der Betriebssicherheit des Transformators.

Die daraus resultierenden Vorteile:

- längere Lebensdauer für Zellulose-Isolierung und Transformator
- höherer Wirkungsgrad, weniger unerwartete Störungen im Energienetz
- höhere Durchschlagfestigkeit und Betriebssicherheit
- verbesserte Grenzflächenspannung, ein geringerer dielektrischer Verlustfaktor
- weniger Ölaustausch und Nutzungsausfall
- weniger und kürzere Reinigungsarbeiten

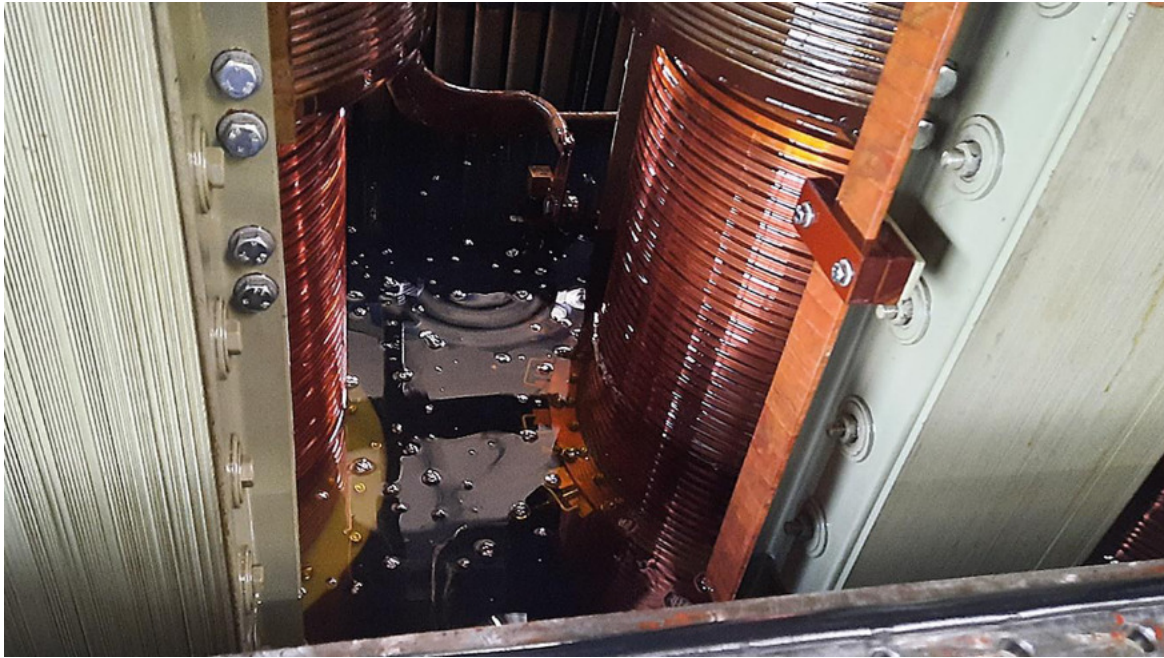


Bild 4: Blick in das Innere nach Inbetriebnahme des Filtersystems ES 2000. Die Vorzüge bei der Inspektion des Systems sind klar ersichtlich. Die Schleifringe des Schalters sind, auch im Öl eingetaucht, sehr gut sichtbar. Aufwändiges Spülen und mechanisches Reinigen entfällt.



Bild 5: Ölproben vor (links) und nach (rechts) Inbetriebnahme des Filtersystems ES 2000. Das dunkle, schmutzige Öl wies einen hohen Gehalt an Schmutzpartikeln auf (Abrieb von Schleifringen) und führte zu schlammartigen, klebrigen Ablagerungen im Isoliersystem (Kerne etc.).

Die Fein- und Tiefenfiltertechnologie für höchste Ölreinheit

Die hohe Effizienz der Trocknung mit dem Filtersystem ES 2000 beruht auf einigen wesentlichen Merkmalen.



Bild 6: Fein- und Tiefentechnologie des Filtersystem ES 2000.



Bild 7: Querschnitt durch die Fein- und Tiefentechnologie.



Bild 8: Optional mit Bleicherde Filterelement oder als Kombipatrone

1. Zellulose als Filtermaterial

Das Filtermaterial entfernt – genauso wie ein Vakuumsystem – freies, emulgiertes und gelöstes Wasser aus dem Öl, nur schonender via Absorption und Kapillarwirkung der Zellulosefasern. Darüber hinaus werden aber auch Schwebstoffe und Feststoffpartikel sowie Rückstände aus Oxidations- und Alterungsprozessen mit einer Kombination aus mechanischer Filtration und Ab- und Adsorption dauerhaft aus dem Öl entfernt. Dadurch wird grundsätzlich der Bildung von Säuren vorgebeugt und die Säurezahl (Total Acid Number (TAN)) stabilisiert und sogar leicht verbessert. Nur durch das Entfernen aller Verunreinigungen aus dem Öl werden die Isolierstoffe des Transformators (Öl und Zellulose-Isolierung) vollständig gereinigt und getrocknet.

2. Fein- und Tiefenfiltration

Die Filterfeinheit von 3 µm absolut und das extrem hohe Schmutz- und Wasseraufnahmevermögen ergeben sich aus dem besonderen Design der Filterelemente. Die innere Struktur des Volumenkörper ist ein Labyrinth aus feinsten zahllos verästelten Fasern, das auch die ultrafeinsten Verschmutzungen bis in den Größenbereich von 1 µm zurückhält – und die in großen Mengen. Denn Schmutz und Wasser werden nicht nur von der äußeren Oberfläche des Filterelements aufgenommen, sondern wandern in die Tiefe des Filtermaterials. Da jedes Gramm Filtermaterial eine aktive Filteroberfläche von 120 bis 150 m² bietet, hat ein Filterelement - mit einer Höhe und einem Durchmesser von 27 cm (Bild 6) - eine zusätzliche innere Oberfläche, die ca. 70 Fußball-Feldern entspricht. Das bedeutet enorm viel Platz für Schmutz und stellt eine kosteneffiziente Filtrationslösung dar.

3. Eine Mischung aus Bleicherde und Feinstfiltration

Bei diesem zweistufigen Verfahren wird ein Bleicherde-Filter vorgeschaltet, der die im Isolieröl gelösten oder freischwebenden Alterungsprodukte der Zellulose-Isolierung und des Isolieröls adsorbiert bzw. chemisch bindet sowie bereits entstandene Säuren neutralisiert. Erst in dem nachgelagerten Schritt entfernt der Zellulose-Filter die restlichen Schwebstoffe und insbesondere die Wasseranteile. Durch vielfache Wiederholung des Prozesses gewinnt das gesamte Öl seine anfängliche Qualität nahezu zurück. Dabei werden außerdem bereits abgelagerte Alterungsprodukte gelöst und im Prozess entfernt und somit der gesamte ~~Aktivteil~~ Transformator von Ablagerungen befreit.

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



Zusammenfassung:

Das Geheimnis effizienter Transformatorentrocknung, nachhaltiger Transformatorenpflege sowie hoher Betriebssicherheit liegt also in der Trocknung der Zellulose-Isolierung. Ölwechsel und temporäre Öltrocknungsverfahren sorgen nicht für die vollständige Trocknung der Zellulose-Isolierung, wodurch sich die Isolierwirkung schnell wieder verschlechtert. Außerdem sind diese herkömmlichen Methoden zeit- und kostenintensiv, da sie zum Ausfall des Transformators führen. Warum nicht umgehend eine installiert ist und so viele Vorteile bietet, dass sie sich innerhalb des ersten Betriebsjahres amortisiert. Sprechen Sie uns an.

Autorenanschrift

Karberg & Hennemann GmbH & Co. KG
Dr. Olaf Schmidt
Technical Application Manager
Marlowring 5
22525 Hamburg

Tel.: +49 40 855 04 79-26
Fax: +49 40 855 04 79-20

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



Key features of Today and Future of Insulating Liquids

Dr. Ed Casserly, Dr. Bruce Pahlavanpour & Mr. Klaus Cichocki

Ergon International

Abstract – Insulating liquids are produced to required standard specifications. The role of an insulating liquid in achieving effective cooling, reliable performance under HV stresses, and having sufficient oxidation stability to maintain performance – as well as low maintenance – are integral to transformer reliability. Low viscosity, high oxidation stability, and favorable streamer propagation behavior characterized by high acceleration voltage are key aspects of a good insulating liquid. The efficiency of a power transformer can be partly improved by increased convective cooling by use of a lower viscosity liquid. Moreover, many established electrical design rules for oil/paper systems used in power transformers of today rely on the characteristics of “traditional” mineral oils – which typically have high acceleration voltage. Furthermore, the insulating liquid’s oxidation stability and ageing behavior will have a direct impact on a transformer’s total cost of ownership for its operator. Market trends suggest an appetite for new insulating liquids such as natural and synthetic esters – in parallel globally there is increasing environmental awareness. However, inferior dielectric performance, inferior cooling, and poorer oxidation stability of natural esters are some of the key drawbacks of esters that not only impact the transformers design (and increase its cost) but increase the uncertainty around the reliability of ester-filled transformers over the long term. Careful consideration of application, the long-term total cost of ownership, and risk profile are required in parallel with the drive to using new insulating liquid types.

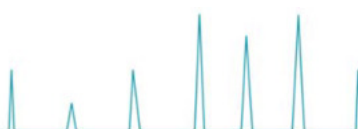
KEYWORDS

Transformer oil, mineral, insulating liquid, dielectric breakdown, streamers, PD, ageing, fault, oxidation

INTRODUCTION

Oil-immersed transformers and, in particular High Voltage (HV) power equipment, are vital components in the world’s power systems. Mineral Oils (MO) have been and continue to be the predominant insulating liquids used in such equipment. Furthermore, there has been considerable work done on studying existing mineral oils and “new” and alternative insulating liquids [1]. There are several aspects of an insulating liquid that need to be understood and characterized for the design and operating philosophies of the equipment to be established or appropriately adjusted. Nevertheless, in practice the power transformer industry has evolved using predominantly empirical relationships and general experience to converge on a set of standards (such as IEC 60296 for mineral oils) and practices (maintenance guidelines such as IEC 60422 for example) that lead to *de facto* reasonable performance, when combined with the design rules and construction practices of experienced power transformer manufacturers. Transformer factory acceptance testing is the first main hurdle (IEC 60076) that tests the system as a whole – but thereafter many utilities are expecting long lifetimes (>40 years) and therefore careful thought must be given to the ageing processes and required maintenance of the transformer and its constituents.

In this paper, with regards to the insulating liquid in particular, three key “characterization” areas are discussed:





16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

- **Behaviour under HV stress** – which includes properties such as permittivity, breakdown voltage (under both uniform and non-uniform fields, alternating current (AC) and impulse conditions), Partial Discharge (PD) behaviour, streamer propagation behaviour, Dielectric Dissipation Factor (DDF), and Electro-static Charging Tendency (ECT).
- **Ageing Behaviour** – which includes understanding the indicators, trends, and consequences (with regards to the change in properties) of the liquid under thermal and oxidative stress and the effect of water (hydrolysis). Mainly covered by the “oxidation stability” tests (IEC 61125 and ASTM D2440).
- **Fault Marker Behaviour** – which includes establishing the framework for practices such as Dissolved Gas Analysis (DGA) – how the liquid responds and changes to “abnormal” conditions in the transformer and how these changes can be used as indicators.

There are naturally, many more aspects of a liquid which may impact a transformer’s design and operation philosophy, such as thermal (viscosity and thermal conductivity) and physical properties (such as density and thermal expansion) to name but two – but the content of this paper will be limited to the three main points described above.

For the purposes of investigating and characterising a “new” insulating fluid in terms of the above aspects no comprehensive standards or guidelines exist; however, IEC 60076-26 provides a comprehensive listing of the liquid parameters of interest with recommendations for test methods, current and to be developed. Nonetheless, many of these aspects are covered by existing material. These include the standards for dielectric liquids (such as IEC 60296, ASTM D3487, IEC 62770, ASTM D6871, IEC 61099, ASTM D8240) , there are also handbooks on insulating liquids [2, 3], and the many publications in the literature covering insulating liquids. For example, several authors have looked at breakdown strength, streamer propagation, and PD behaviour of some liquids – typical examples are [4-19]. Many have also looked at ageing behaviour – especially comparing ester liquids with mineral oils - examples [8, 20-24] and there have also been several publications concerning DGA in both mineral oils and ester liquids - such as [25-31].

Moreover, the CIGRE working group D1.70 has looked at a wider scope of characterisation of functional liquid properties, stability, ageing, and dielectric performance with the view to achieve better standardization of the wider properties of insulating liquids.

In the following sections, each of the identified characterisation areas will be briefly discussed, listing the most pertinent properties and corresponding test methods that are suggested to be used as a basis for characterising a liquid – considering current mineral oil filled transformers as the base reference. Several recommendations for further work will be made.

1. HV BEHAVIOUR

1.1 Permittivity

The permittivity is a measure of the polarizability of the liquid or solid in question. The relative permittivity of oil impregnated cellulose insulation is around 4 to 4.5 and in ester impregnated cellulose around 4.5 to 5, for mineral oils it is around 2 to 2.4 and esters around 3 to 3.5 [2, 32].

The first stage in dielectric design for transformer engineers normally involves computing the electric field strength and distribution in the various regions in and around the active part of the transformer. This is predominantly dictated by the permittivity of both the liquid and the solid insulation (for AC fields).

Determining and characterising the permittivity of a liquid within the expected temperature range and frequency range of operation is therefore vital. Methods such as IEC 60247 and ASTM D924 are suitable to measure the relative permittivity of liquids.

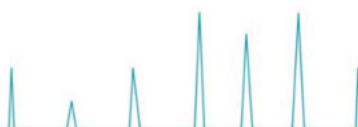
In the development of insulating paper and transformer board, by companies such as Weidmann, much emphasis is also given to the permittivity and practical performance of both oil and the solid material and fibres [33, 34] as the solid insulation is porous and one must consider the “internal” electric field effects as well.

It is, however, important to keep in mind that relative permittivity – considering how it is measured - is a “bulk” material property. When used in design software packages to compute the electric fields one normally assumes homogeneity and thus uses a single value for all meshes/regions for that material. It is though possible that there are localised effects that occur in practice – especially at solid/liquid insulation boundaries. Electrical and chemical interactions at the surface and at boundary regions between solid and liquid insulation can lead to dielectric failure – perhaps sooner than expected. Ultimately, in addition to calculations/assumptions based on permittivity, further tests and investigation may be needed when testing systems composed of “new” materials considering potential “surface” and “electric double layer” effects [35]. Moreover, testing and prototyping of representative insulation systems by transformer manufacturers will always be necessary when using new materials/liquids – in order to test the boundaries of the specific design rules in question.

1.2 Dielectric Dissipation Factor

Dielectric Dissipation factor (DDF), also referred to as “tan delta”, is a very common and very useful test made on dielectric liquids and insulating oils. IEC 60247 is the most common method used to measure DDF and it is normally measured at 90 °C and 50 Hz.

The DDF is effectively a ratio of resistive current to capacitive current and thus is a quick indicator of how much the liquid under evaluation is behaving like an insulator (a value closer to zero indicates a behaviour closer to that of an ideal dielectric). Trending the DDF for a particular oil is an excellent proxy for detecting contamination of the oil as well as trending the progress of oxidation as the oxidation products (i.e., carbonyls, acids, water, and sludge) increase the DDF.





16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

The DDF also indicates the losses (by heat) in the liquid, which are higher for a liquid with higher DDF.

In new highly refined mineral oil that has been filtered and dried, a value <0.001 is easily achievable; however, from the moment of handling, the value goes up (due to the inevitable small number of contaminants that get in to the oil when handled).

Ester liquids typically have higher DDF than mineral oils – due to their polar chemistry [36, 37].

When characterising a new liquid, establishing the typical range(s) of DDF for varying stages of the lifetime (when produced, after handling, after filling, and after ageing) of the liquid would be necessary as in practice for mineral oils the DDF is used as a key proxy for indicating if the oil is fit for purpose, see IEC 60422. Furthermore, many potential liquid additives (such as antioxidants, passivators, antifungals, pour point depressants, and colour dyes) will increase the DDF and therefore their influence should be understood as well.

1.3 Resistivity & conductivity

Volume resistivity of liquids is measured by IEC 60247 as well as ASTM D1169 and IEC 61620 and is the reciprocal of the Direct Current (DC) conductivity. The challenge with these tests is repeatability as they attempt to measure the resistive current of a liquid which is behaving as an insulator at the electric field strengths used in the test (i.e. in IEC 60247 - electric field of 250 V/mm). As there are such small amounts of conductive and quasi-conductive species contained in clean oil, the current varies considerably over time (ion mobility makes these species move around) during the test and is part of the reason why the end value varies.

A recent CIGRE Technical Bulletin (TB) 646, concerning oil conductivity High Voltage Direct Current (HVDC) [38], shows that the common tests such as IEC 60247 are effectively measuring (with regards to duration and field strength used in the test) during the transition region of the conductivity for most oil types. Therefore, it is no surprise that great variability in the values is experienced by different laboratories.

For mineral oils, the test can have better repeatability when testing used oils but normally using tests such as the DDF and Interfacial Tension (IFT) to complement the value before evaluating condition is good practice.

Notwithstanding, the conductivity of the liquid becomes a much more important factor when the application is HVDC transformers. As there are high level of harmonics as well as DC components present in the voltages here the conductivity dictates the leakage current flowing in the oil. The conductivity also becomes an important factor during the “Polarity Reversal” test that is subjected to all HVDC transformers. In CIGRE TB 646 the authors propose better methods – such as the “three stress points characterisation concepts” to measure a liquid’s conductivity to establish some criteria for selecting insulating oils best suited for HVDC applications. This is a topic requiring further work and research.

1.4 Breakdown voltage in small gaps

The most common test used to determine the AC breakdown voltage of insulating liquids is IEC 60156 which effectively provides information on the “small gap” (around 2.5 mm) and

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



quasi-uniform field (“VDE” electrodes) behaviour of an insulating liquid. It is normally performed at room temperature. In practice this test and other similar tests, such as ASTM D1816, are good “condition” tests for the liquid. Under the conditions of these tests it is the presence of contaminants (both dissolved and in suspension), moisture content (most importantly relative moisture saturation[3, 20]), and dissolved gas content that are the main deciding factors in the initiation of breakdown – and thus breakdown (small gap). For this reason, combined with the fact that breakdown itself is a statistical phenomenon: these tests have notoriously poor repeatability – though there are efforts to improve method repeatability [39]. IEC 60156 was recently revised in 2018 to incorporate longer wait times for more viscous liquids to improve the repeatability.

Ultimately, in such tests, one does not observe much difference in the breakdown voltage of differing liquid chemistries in these tests, assuming all are free from contaminants and have been sufficiently dried and de-gassed, see Table I below.

The differences in the values for the different methods is mainly due to the differing effective field distribution and maximum field strength in the gap. The lower value for the “silicone oil” is most likely due to its relatively high viscosity and the test operator employing standing times for normal mineral oil and hence the formation of gas bubbles is more likely.

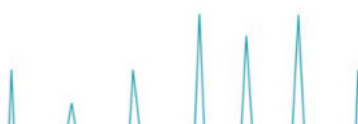
The breakdown voltage, tested per IEC 60156 or similar, remains a useful indicator of oil condition and thus is good for evaluating the efficacy of oil/liquid treatment (filtration, drying and degassing).

Table I: Some typical breakdown voltage values after treatment for different fluids using different methods from CIGRE TB 436 [40]. These values are more sensitive to liquid condition and relative water saturation, and if used alone, are insufficient to describe the intrinsic insulation capability of a liquid.

Test	Mineral Oil	Synthetic Ester	Natural Ester	Silicone Oil	Low viscosity Silicone Oil
IEC 60156 2.5 mm	>70 kV	>75 kV	>75 kV	50 kV	70 kV
ASTM 1816 1 mm			37 kV		
ASTM 1816 2 mm	60 kV		76 kV		

1.5 Breakdown voltage in large gaps & streamer propagation behaviour

In “large gaps” (~>2.5 cm) and under non-uniform fields (point-plane or point-sphere electrode configurations are normally used in such tests) one generally observes greater differences in breakdown and pre-breakdown phenomena between differing liquid chemistries as well as more differences between positive and negative applied voltage. This has been demonstrated by several studies published in the literature on streamer propagation in liquids – predominantly in mineral oils but also in ester liquids [7, 11, 12, 14, 15, 41-43] and detailed in CIGRE TB 856.



Mineral oils, ester fluids and others have all been shown to exhibit different field dependent “modes” – whereby the streamer propagation velocity increases noticeably with each progressing mode. Of most interest is normally the transition to “fast” streamers (characterised by a sudden jump in propagation velocity normally by approximately 2 or more orders of magnitude) which occurs at a lower voltage stress in positive streamers and therefore is most often studied [7, 11, 12, 14]. The voltage where this transition is seen is normally referred to as the “acceleration voltage” of a liquid. As illustrated in Figure 1 below, for example, ester liquids show a lower positive streamer acceleration voltage than typical mineral oils.

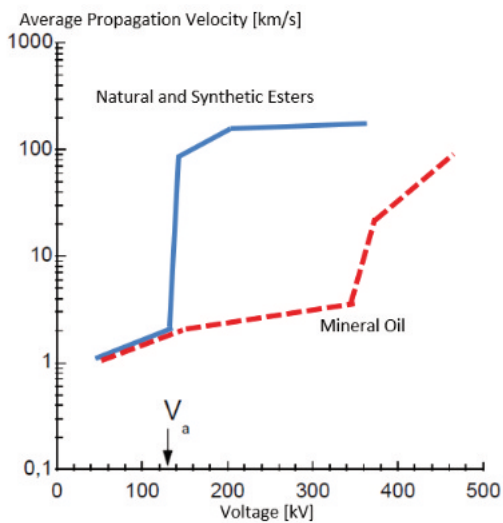


Figure 1: Approximate Positive streamers average propagation velocity in a 10 cm gap, adapted from Nguyen N.M. et. Al [11], where V_a is “acceleration voltage”.

Furthermore, in mineral oils and in pure liquids (such as cyclohexane) studies [11, 12, 44] have shown that the typical “high” acceleration voltage of “typical” mineral oils is likely due to the influence of aromatic hydrocarbons. This is supported by demonstrations that in certain cases the addition of (relatively small amounts – approximately 0.5 – 2 % range) of aromatic additives to, for example, white oils [12] and cyclohexane [44], increases the acceleration voltage for that liquid mixture. The physical mechanism is still not fully understood; however, it has to do with the resulting streamer branching and the effect that these aromatic species, of lower ionisation potential than the bulk, have on effective reduction of the field strength at the head of the streamer [12]. However, aromatics can also lower the initiation voltage of lower mode streamers and of negative streamers [12].

Nonetheless, what is important to keep in mind is that any test using a sharp point is one where the initiation of a streamer becomes extremely likely (compared to the typically more uniform field stresses typically present in practical electrodes). Hence, such tests lend themselves to be more suitable for comparing the voltage dependent streamer propagation velocity, time to breakdown, stopping length, or shapes of the streamers. Furthermore,

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



practical issues with maintaining the sharpness of the point (normally a needle or wire) will naturally make the repeatability and reproducibility of such experiments a challenge.

Determining the acceleration voltage of liquids is generally non-standardised due to the requirement of large test gaps, specialised equipment, high applied voltage, and accurate measurement equipment. Nonetheless, the achievement of a standardised test to determine or sufficiently infer the acceleration voltage of a liquid would be greatly beneficial to the industry. This is recommended future work.

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

Much more understanding is required on the relationship between streamer propagation, fast streamers, and the physical and chemical properties of insulating liquids at a practical level.

1.6 Impulse Breakdown

In ASTM D3487, the negative impulse breakdown of mineral oils tested to ASTM D3300 is required to be ≥ 145 kV. IEC 60296 does not prescribe a value but there is a test method IEC 60897 for information - which is similar to ASTM D3300. A needle-sphere geometry is used, and the gap size is between 10 - 25 mm for the IEC and 1 inch for ASTM D3300. Most well refined mineral insulating oils normally yield >300 kV negative impulse breakdown voltage [45]. A high level of aromatics, especially poly nuclear aromatics, can reduce the negative impulse breakdown voltage [3].

It is the authors' opinion that the eventual achievement of a single standard and test method that aims to test the main features of streamer propagation and its impact on both positive and negative breakdown that would eventually consider learnings from both the studies mentioned in section 1.5 and more "standard" impulse breakdown values would be best for the industry. The fact that positive streamers and therefore positive lightning impulse breakdown generally occur at a lower voltage – and that the most commonly tested impulse breakdown voltage is negative, for example, points to the fact that greater guidelines are required to assist in characterising new liquids. Furthermore, the same points raised above about repeatability and reproducibility – and the fact that the moment one uses a sharp point one is likely to initiate a streamer – implies that focussing on features of propagation, time to breakdown, and stopping length of the streamer, for example, make more sense in such tests.

1.7 Partial Discharge Inception & behaviour voltage under different conditions

Many have also studied the PD behaviour under AC applied voltage, also using test cells employing point-sphere or point-plane geometries like those in IEC 60897 to compare liquids, examples are [9, 10, 16, 18, 41, 46-48]. An IEC TR 61294 (currently under revision), written as a method for determining the inception voltage, is most commonly used as a base for such tests. Such tests are most informative by being used to compare the differing pulse





16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

magnitude and pulse rate behaviour (over time and for differing voltages) of different liquids [10, 46].

The applied voltages in such experiments are normally much lower (typically <100 kV) than those in streamer propagation studies.

Some have reported [10, 46] lower PD activity of mineral oil and ester blends containing aromatics [18]. There is most likely a strong link between these observations and those concerning the differing acceleration voltages of esters and mineral oils containing aromatics, as mentioned in section 1.5, but more work is needed for these to be explained properly – with an emphasis on standardising the test methods as much as possible so comparison of the effective voltage stresses in each case is easier.

1.8 Breakdown strength near a liquid's pour point

The dependence of mineral oils and ester liquids dielectric strength on a liquid's relative moisture saturation is well known [2, 3, 20]. For mineral oils and esters, as the temperature is lowered, the moisture saturation level is reduced. Furthermore, bubble formation is also associated with PD, streamer formation, and thus breakdown. Close to a liquid's pour point, free water or water crystals may form, gas bubbles may be released and therefore it is expected that a much lower dielectric strength and lower PD inception voltage is experienced close to a liquid's pour point. This has been investigated experimentally in [49, 50]. This is major reason why a liquid's pour point should be well below (typically 10 °C as advised by IEC 60296 for example) the temperature at which it is expected to be the lowest at which the transformer would be energised from cold start.

1.9 ECT

ECT and static electrification, in general, are associated with higher flow rates in Oil-Forced (OF) and Oil-Directed (OD) cooling in power transformers.

A CIGRE TB on this topic covers many of the aspects of ECT in detail [51].

Establishing the ECT of a liquid when new and understanding how it changes with ageing is necessary in order to help establish the maximum allowable flow rate for safe operation of the transformer. The influence of additives that may be in the liquid should also be understood. If these additives are consumed during ageing, the ECT of the base liquid may be higher than expected. Ester liquids typically have higher ECT than mineral oils and ECT typically increases as the liquids age [52, 53].

2. AGEING BEHAVIOUR

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

The clear majority of transformers in service today are mineral oil-filled and have been designed with a "temperature rise" in accordance with IEC 60076-1 & -2 or similar. Likewise, the most common standard for evaluating the oxidation stability of insulating fluids is IEC

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



61125. Oxidation stability performance requirements are outlined in the various specification standards for mineral insulating liquids (IEC 60296), natural esters (IEC 62770), and synthetic esters (IEC 61099).

Due to the experience of the industry with mineral oils, per IEC 60296 and ASTM D3487, their ageing behaviours are well understood. When evaluating a new liquid, it is necessary examine the behaviour of the liquid in more detail as oxidation stability tests, such as IEC 61125, were developed for mineral insulating liquids.

2.1 *Oxidative, Hydrolytic and Thermal Stability*

In a power transformer heat, oxygen, and water are the main factors that influence ageing of the liquid insulation.

Oxidation stability is the most relevant in mineral oils at the common temperatures of power transformers currently – but liquids with different chemistries will have different chemical reactions which occur at different temperatures, have different activation energies, and have different products and by-products. When evaluating a new liquid, a holistic approach considering the service conditions and the chemistry of the liquid is necessary. The establishment of possible “type tests” framework with a reasonable level of standardisation to characterise a liquid in these lines would be beneficial and is recommended future work. IEC TR 60076-26 discusses the functional properties of insulating liquids, provides recommendations for test methods to use in characterising the liquids, and suggests whether standards need to be revised or new standards developed.

For example, esters have a much poorer hydrolytic stability than mineral oils [54] and must be considered when determining an ester liquid’s ageing behaviour.

With regards to thermal stability of insulating liquids – evaluation without oxygen is necessary and becomes a practical concern as controlling and measuring oxygen content in liquids during ageing is very challenging.

Moreover, an oxidation stability test must be performed at a relatively representative temperature to that in service (for example, in IEC 61125, it is performed at 120 °C where a common “maximum” transformer top oil temperature of ~105 °C is a common norm). Performing an accelerated ageing test at substantially higher bulk oil temperatures than expected in service (a justification for this is usually to shorten the duration of the test) may result in a poor estimation of the actual ageing behavior at the lower – more reasonable temperature. The reason for this being other reactions with higher activation energies could take over and thus could have a substantial impact on the ageing products and the rate of production. This aspect must be taken into consideration, based on the liquid’s chemistry, when characterising a liquid’s oxidative, hydrolytic, or thermal stability.

Based on current standards, as shown in Table II, the presumed poorer oxidation stability of natural and synthetic esters is evidenced by the less stringent oxidation stability requirements.



Table II –Some requirements for different insulating liquid types based on current IEC standards when evaluated to IEC 61125 to illustrate the typical relative oxidation stabilities.

Fluid Type	Specification	Ageing duration	Maximum acids allowed after ageing
Mineral Inhibited (Type A high grade)	IEC 60296	500 hours	0.3 mg KOH/g
Mineral Uninhibited (Type B standard grade)	IEC 60296	164 hours	1.2 mg KOH/g
Mineral Inhibited (Type B standard grade)	IEC 60296	500 hours	1.2 mg KOH/g
Synthetic Ester ¹	IEC 61099	164 hours	0.3 mg KOH/g
Natural Ester ¹	IEC 62770	48 hours	0.6 mg KOH/g

¹ Most commercially available natural and synthetic esters should be regarded as inhibited fluids.

2.2 *Anti-oxidants and other additives*

Mineral insulating oils are mainly divided into two main types “un-inhibited” and “inhibited” – and for the latter the inhibitors used are most commonly phenolic type anti-oxidants such as 2,6-di-tert-butyl-paracresol (DBPC) limited to 0.4% of the total weight of the product in IEC 60296 and 0.3% in ASTM D3487.

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

Natural esters typically have much poorer oxidation stability than mineral oils – depending on the vegetable oil and the degree of unsaturated groups - and as such they often contain primary anti-oxidants at higher (approximately around 1% or above) concentrations to achieve “reasonable” oxidation stability. Furthermore, most commercially available natural esters often may contain metal passivators, antifungals, dyes, and pour point depressants [55] which may impact the oxidation stability – or participate during oxidation and hydrolysis reactions - and therefore the consumption of them – in any liquid where they are employed - is an important factor to understand as well.

Synthetic esters typically have better oxidation stability than natural esters, due to a higher degree of saturation; however, they are still likely to contain higher levels of anti-oxidants than typical mineral oils.

2.3 *Qualitative ageing model for a practical fluid*

Practically, to establish an efficient condition monitoring & maintenance regime, one must understand the ageing behaviour of the liquid sufficiently to use readily available chemical and physical tests (as proxies for underlying performance) to indicate if a maintenance

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



intervention is required long before any substantial deterioration is detected. In the industry with mineral oil-filled power transformers this has been achieved incrementally. A qualitative model is described below with a view that this could be used as a baseline for characterising other liquids with the caveat that the tests, properties, and trends will be liquid and chemistry dependent. An example is given for mineral oils in Figure 2 below, based on a simplified oxidation model outlined in Figure 3 below.

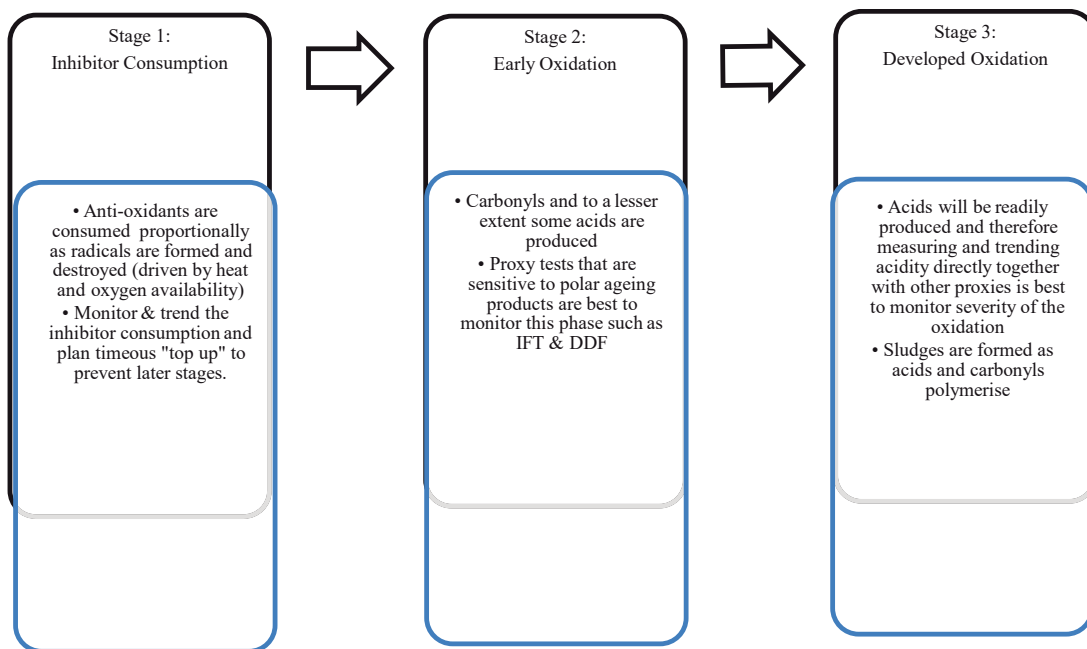
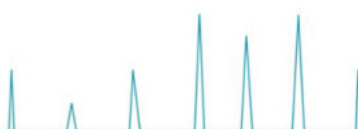


Figure 2: A simple qualitative model for the ageing process of typical inhibited mineral insulating oils

One of the key factors to consider when dealing with inhibited liquids is the "timeous" top up of inhibitor as referred to above. In mineral oils, as described in the maintenance guide IEC 60422, topping up the inhibitor before 40% of its starting value is reached is a good "rule of thumb" to ensure the oil does not start readily oxidising. For a specific product, it is necessary to determine the minimum sufficient concentration of anti-oxidants that prevents the onset of oxidation – and the goal of the inhibitor top up regime should be to never reach that level. These levels are given in IEC 62975 for natural esters and IEC 61023 for synthetic esters.

Concerning the practicality of condition monitoring and inhibitor management, the accuracy and cost of measuring the inhibitor consumption is critical. For example, the test method used to measure inhibitors in mineral oil are well developed (see IEC 60666 for example) but for new liquid types these methods must be evaluated for precision whilst the fluid ages to ensure background interferences do not result in significant errors. IEC 60666 is currently under revision to measure the phenolic inhibitors in natural and synthetic esters by High Performance Liquid Chromatography (HPLC). Furthermore, the cost and practicalities of obtaining the additives and adding them to the transformer, during the "top-up", need to be considered and added to the total cost of ownership model for that system.



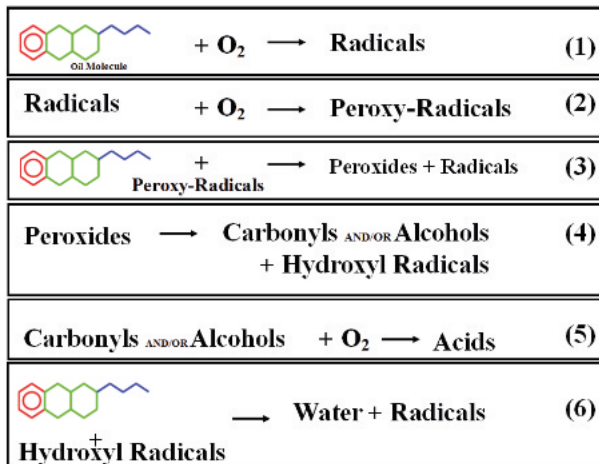


Figure 3: Simplified model of the low temperature oxidation process that occurs in conditions similar to those in power transformers

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

2.4 Indicators for Paper Ageing

It is generally accepted that the tensile strength of the insulating paper (most commonly used are Kraft and thermally upgraded) and pressboard used inside transformers determines their usable life and thus paper ageing and life estimation is a topic of interest [3, 56]. The Degree of Polymerisation (DP) is commonly used to indicate the tensile strength and remaining life of solid insulation but cannot be easily practically measured directly. One of the many degradation products of cellulose are furans. In particular, 2-furaldehyde (2-FAL) is readily detected in the liquid by HPLC. Hence much research has been done using 2-FAL and related compounds that are partitioned, to a certain extent in the oil, to indicate the DP by Burton, Vuarchex, Chengdong and De Pablo [57] as well as others [58, 59]. However, since furans can decompose and react with materials in the transformer [60] in practice it is best to also look at rate of change of these markers – see IEC TR 62874. Indicators, or markers, for paper ageing are further discussed in CIGRE TB 738 and TB 779.

Methanol as a paper ageing marker has also been studied [61, 62] but the major disadvantage is that it can also be produced by the oil, and it doesn't seem to be produced sufficiently at the later stages of ageing and so almost no reasonable correlation between methanol "end of life criterion" can be established – but it will likely become a useful indicator for early paper ageing. Methanol can be determined by IEC TR 63025 and ASTM D8086.

When evaluating new liquids, it is necessary to consider the varying solubility of markers from the solid insulation, such as 2-FAL, and the possibility that they are consumed by other reactions within the liquid.

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



The studying of the ageing behaviour of the combined solid/liquid insulation system is also naturally a topic of interest and is current of increased interest for transformers specified to use “higher thermal class” solid insulation such as aramid-based paper. Methods such as IEEE C57.100 are used to evaluate the thermal class of a system and is currently a focal point of investigation for the IEC working group revising the standard IEC 60076-14 for high temperature insulation. This topic is not discussed further in this paper but naturally a robust method for evaluating the effective ageing behaviour of the insulation system in question when with a new liquid is necessary.

3. FAULT MARKERS

3.1 DGA

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

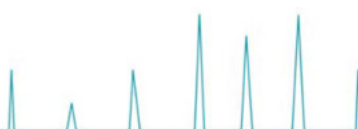
Fault detection, prediction, and diagnostics is naturally a major topic of interest in the power industry as the cost and importance of the equipment (power transformers) is very high and most manufacturers typically only provide a warranty for between 3 and 8 years.

In the laboratory, Gas Chromatography (GC) DGA analysis methods using either the headspace method or vacuum extraction are the most common (see IEC 60567). Furthermore, with the increasing employment of online gas analysers there are also a number of different devices available on the market which use differing analytical methods, see CIGRE TB 783. These include GC methods but also Non-Dispersive Infrared (NDIR) and Photo-Acoustic Spectroscopy (PAS). Moreover, standalone hydrogen sensors using transducers employing “direct” measurement techniques, for example based on optical fibre Surface Plasmon Resonance [63, 64], are available and have become increasingly more available to allow online measurement of hydrogen in oils [65]. Notwithstanding, what is important to keep in mind is that many of the newer online condition monitoring techniques require more “proof of performance” data so that their precision can be understood – but in practice emphasis should be placed on repeatability to allow trending of a particular gas. One should keep in mind that the absolute accuracy of gas detection for the differing methods is not as important as good repeatability.

Moreover, a critical aspect in measuring dissolved gases in liquids is the solubility of the gas in the oil, which is critical when using headspace method for analysis. Acceptably well-established partition coefficients exist for mineral oils (IEC 60567) – but determining the partition coefficients and solubility of gases in new liquids is also an area requiring more standardisation. Partition coefficients for natural ester are reported in [66] and CIGRE JWG D1/A2.77 is working to verify the reproducibility and precision of partition coefficients and Ostwald Constants for mineral oils and esters.

Much emphasis is given to DGA interpretation techniques that include Duval’s triangle [67], Roger’s ratios, Key Gas Method etc. which are more or less based on a thermodynamic model for mineral oils by Halstead [68].

There are some recent models for DGA formation in minerals as well [69] that attempt to match empirical data better. IEEE C57.104-2019 Annex F describes the methodology which



16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19.September 2023, Schweinfurt

uses the Normalized Energy Intensity (NEI). This method relies on the enthalpy of formation of the four hydrocarbon fault gases since each fault gas requires a different amount of energy to be formed [70, 71]. The concentration of each hydrocarbon gas, in $\mu\text{L/L}$ as determined by DGA, is converted to mol/kL which is multiplied by the enthalpy of formation to give kJ/kL . The sum of the fault gases, in kJ/kL , is the NEI.

Care must always be taken to ensure that the level of gases being measured are sufficiently above the detection limit for the method in question and high enough to be regarded as a fault condition before using techniques such as the Duval triangle to do diagnostics [72].

There have been several studies into the DGA of ester fluids [25, 26, 31, 36, 66, 73]. One of the more comprehensive comparisons between mineral and ester fluid being done by Xiang, et al. [26]. This study suggests that natural esters produce less ethylene than mineral oils during high temperature faults. Furthermore, data for the production of propylene (C_3H_6) in [66] in natural esters implies that, perhaps for ester liquids, the “key gas” for bare metal faults should perhaps be propylene, where it is ethylene for mineral oils. CIGRE JWG D1/A2.77 will provide additional data from users.

Moreover, the technique using a thermistor wire by Tenbohlen, et al. [66] is rather representative and could be the most practical for studying gas evolution under thermal stress – but care must be taken to ensure the temperature does not approach the melting point of the wire. Catalytic effects of using specific metal alloys may also have to be taken into consideration as well. Moreover, others have had challenges regarding temperature control using heated copper elements to simulate thermal faults [74].

So-called stray gassing in mineral oils, which has been hypothesised to be associated with the thermal cracking, interaction of the liquid with other materials in the transformer, and/or the catalytic oxidation of the liquid at temperatures below typical “fault temperatures” ($\sim <200^\circ\text{C}$) [75, 76] can also produce fault gases (most often hydrogen and ethane – predominantly observed in uninhibited oils) and must also be understood in the liquid in question. Stray gas production of hydrogen can also be due to passivator additives [77]. An existing CIGRE TB 296 covers stray gassing to some extent [75]. CIGRE WG D1.70 researched the topic further and developed a new test method, Annex A of IEC 60296, to evaluate the stray gassing of mineral insulating liquids under thermo-oxidative stress.

3.2 Other markers

Beyond DGA there are theoretically many other by-products of chemical reactions caused by thermal or electrical faults acting on either the insulating liquid directly or on other materials in the transformer that could be used for early fault prediction.

One example is that the presence of m-cresol and o-cresol have been used to detect degradation of resins used internally in transformers [78].

Moreover, the potential consumption of deliberately added oil additives due to fault conditions is also an area of great potential for early fault detection. Ultimately, the intentional dosage of additives that are expected to react in a certain way to a certain fault (for example during PD or at specific high temperatures) could also be an interesting avenue to explore for insulating liquids.

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

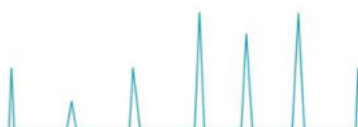


4. CONCLUSION

In this paper, some of the key aspects of an insulating liquid namely behaviour under HV stress, ageing behaviour, and fault marker behaviour have been discussed. Most topics have been looked at rather briefly and have provided examples in the literature where such aspects have been researched. Much work is needed in achieving standards that could be used for charactering “new” insulating liquids in terms of the key aspects mentioned in a holistic and consolidated manner.

BIBLIOGRAPHY

1. Fofana, I., *50 years in the development of insulating liquids*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2013. **29**(5): p. 13-25.
2. Bartnikas, R. *Electrical insulating liquids*. 1994: ASTM Philadelphia.
3. Nynas Naphthenics, A., *Transformer oil handbook*. Printed in Sweden, 2004.
4. Liu, Q. and Z. Wang. *AC and lightning breakdown strength of mineral oil Nytro Gemini X and 10GBN*. in *International Electrical Insulation Conference. Birmingham. UK: INSUCON*. 2009.
5. Yuliasuti, E., *Analysis of dielectric properties comparison between mineral oil and synthetic ester oil*. Delft University of technology (2010).
6. Weber, K. and H. Endicott, *Area effect and its extremal basis for the electric breakdown of transformer oil*. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems, 1956. **75**(3): p. 371-381.
7. Denat, A., O. Lesaint, and F. Mc Cluskey, *Breakdown of liquids in long gaps: influence of distance, impulse shape, liquid nature, and interpretation of measurements*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2015. **22**(5): p. 2581-2591.
8. Frotscher, R., et al., *Behaviour of ester liquids under dielectric and thermal stress-from laboratory testing to practical use*. CIGRE Technical Programme, 2012: p. D1-105.
9. Ramos, C.G.A., A. Cavallini, and U. Piovan, *A comparison of the PDIV characteristics of ester and mineral oils*. Boletín IIE, 2014.
10. Pompili, M., C. Mazzetti, and R. Bartnikas, *Comparative PD pulse burst characteristics of transformer type natural and synthetic ester fluids and mineral oils*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2009. **6**(16): p. 1511-1518.
11. Nguyen, N.M., et al. *A comparison of breakdown properties of natural and synthetic esters at high voltage*. in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), 2010 Annual Report Conference on*. 2010: IEEE.
12. Nguyen, D.V., *Experimental Studies of Streamer Phenomena in Long Oil Gaps*. 2013, NTNU.





16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19.September 2023, Schweinfurt

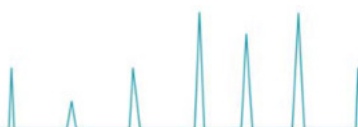
13. Cesari, S. and S. Yakov, *Impulse Breakdown and Power-Frequency Partial Discharge Inception Voltages of Insulating Liquids*. IEEE Transactions on Electrical Insulation, 1985(2): p. 315-319.
14. Lesaint, O. and G. Massala, *Positive streamer propagation in large oil gaps: experimental characterization of propagation modes*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 1998. **5**(3): p. 360-370.
15. Duy, C.T., et al., *Streamer propagation and breakdown in natural ester at high voltage*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2009. **16**(6).
16. Sarathi, R., A. Reid, and M. Judd, *Partial discharge study in transformer oil due to particle movement under DC voltage using the UHF technique*. Electric Power Systems Research, 2008. **78**(11): p. 1819-1825.
17. Hwang, J.G., et al. *Modeling streamers in transformer oil: The transitional fast 3 rd mode streamer*. in *Properties and Applications of Dielectric Materials, 2009. ICPADM 2009. IEEE 9th International Conference on the*. 2009: IEEE.
18. Walker, J., et al., *M/DBT, new alternative dielectric liquids for transformers*. CIGRE Technical Programme, 2012: p. D1-107.
19. Lu, W., et al. *Lightning impulse breakdown performance of an inhibited Gas-To-Liquid (GTL) hydrocarbon transformer oil*. in *Dielectric Liquids (ICDL), 2014 IEEE 18th International Conference on*. 2014: IEEE.
20. Tenbohlen, S. and M. Koch, *Aging performance and moisture solubility of vegetable oils for power transformers*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010. **25**(2): p. 825-830.
21. Rao, U.M., Y. Sood, and R. Jarial. *Review on ester based dielectric liquids for transformer insulation technology*. in *Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON), 2015 International Conference on*. 2015: IEEE.
22. Hosier, I., et al. *Ageing behavior of vegetable oil blends*. in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), 2010 Annual Report Conference on*. 2010: IEEE.
23. Perrier, C. and A. Beroual, *Experimental investigations on insulating liquids for power transformers: mineral, ester, and silicone oils*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2009. **25**(6).
24. Fofana, I., et al. *Ageing behaviour of mineral oil and ester liquids: a comparative study*. in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2008. CEIDP 2008. Annual Report Conference on*. 2008: IEEE.
25. Wang, Z., et al., *Gas generation in natural ester and mineral oil under partial discharge and sparking faults*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2013. **29**(5): p. 62-70.
26. Xiang, C., et al., *Comparison of dissolved gases in mineral and vegetable insulating oils under typical electrical and thermal faults*. Energies, 2016. **9**(5): p. 312.

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



27. Sbenaty, S.M., *A QUADRUPOLE MASS SPECTROMETER BASED GAS ANALYZER FOR POWER TRANSFORMER FAULT ASSESSMENT*. In 1997 Annual Conference, pp. 2-39. 1997.
28. Höhle, I., et al. *Transformer life management German experience with condition assessment*. in CIGRE SC12/A2 Colloquium, Merida Mexico. 2003.
29. Gomez, J.A., *Experimental Investigations on the Dissolved Gas Analysis Method (DGA) through Simulation of Electrical and Thermal Faults in Transformer Oil*. Essen: Universidad de Duisburg-Essen, 2014.
30. N'Cho, J.-S., *Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance*. 2011, Ecole Centrale de Lyon.
31. Berti, R., F. Barberis, and C. RICERCA–Italy. *Experimental characterization of ester based oils for the transformer insulation*. in 19th Intl. Conf. Electricity Distribution, Paper. 2007.
32. Prevost, T.A. *Dielectric properties of natural esters and their influence on transformer insulation system design and performance—An update*. in Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE. 2009: IEEE.
33. Moser, H.-P., et al., *Transformerboard*. 1979: H. Weidmann.
34. Moser, H., V. Dahinden, and H. Brechna, *Transformerboard II: Properties and application of transformerboard of different fibres*. 1987.
35. Mitchinson, P., et al., *Tracking and surface discharge at the oil °pressboard interface*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2010. **26**(2).
36. Martin, D., T. Saha, and L. Mcpherson, *Condition monitoring of vegetable oil insulation in in-service power transformers: some data spanning 10 years*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2017. **33**(2): p. 44-51.
37. Martin, D., et al. *An overview of the suitability of vegetable oil dielectrics for use in large power transformers*. in TJH2b Euro Tech. Conf. 2006.
38. Küchler, A. and F. Schober, *HVDC Transformer Insulation-Oil Conductivity*, in CIGRE Technical Brochure 646. 2016, CIGRE.
39. Lick, W., G. Pukel, and H. Muhr. *New test method for dielectric breakdown voltage of insulating oils*. in Electrical Insulating Materials, 2005.(ISEIM 2005). Proceedings of 2005 International Symposium on. 2005: IEEE.
40. Martin, R., et al., *Experiences in service with new insulating liquids*. Working Group A2-35 CIGRE, CIGRE TB 436, 2010.
41. Liu, Z., Q. Liu, and Z.D. Wang, *Effect of electric field configuration on streamer and partial discharge phenomena in a hydrocarbon insulating liquid under AC stress*. Journal of Physics D: Applied Physics, 2016. **49**(18): p. 185501.





16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt

42. Biller, P. *A simple qualitative model for the different types of streamers in dielectric liquids.* in *Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids, 1996, ICDL'96., 12th International Conference on.* 1996: IEEE.
43. Massala, G. and O. Lesaint, *Positive streamer propagation in large oil gaps: Electrical properties of streamers.* IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 1998. **5**(3): p. 371-381.
44. Lesaint, O. and M. Jung, *On the relationship between streamer branching and propagation in liquids: influence of pyrene in cyclohexane.* Journal of Physics D: Applied Physics, 2000. **33**(11): p. 1360.
45. Doble, e.c., *2016 Survey (Report No. 109) of Electrical Insulating Mineral Oils.* 2016.
46. Liu, Z., et al. *Partial discharge behaviour of transformer liquids and the influence of moisture content.* in *2014 IEEE 18th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL).* 2014: IEEE.
47. Bolliger, D.A., *Comparison of PDIV in a Horizontal and Vertical Needle-Plane Geometry Arrangement IEC TR 61294:* Rome.
48. Sipahutar, F., et al., *The Implementation of Needle-Plane Electrode Configuration and Test Methods for Partial Discharge Inception Voltage Characteristic Measurement of Mineral Oil.* International Journal on Electrical Engineering and Informatics, 2013. **5**(2): p. 205.
49. Choi, S.-H. and C.-S. Huh, *The Lightning Impulse Properties and Breakdown Voltage of Natural Ester Fluids Near the Pour Point.* Journal of Electrical Engineering and Technology, 2013. **8**(3): p. 524-529.
50. Jovalekic, M., et al., *Performance of alternative insulating liquids at low temperature.* ETG-Fachbericht-Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen, 2013.
51. Praxi, G.e.a., *Static electrification in power transformers CIGRE TB 170.* 2000, CIGRE Joint Working Group 12/15.13.
52. Zelu, Y., et al. *Study on flow electrification hazards with ester oils.* in *2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids.* 2011: IEEE.
53. Vihacencu, M., A. Ciuriuc, and L. Marius. *Experimental study of electrical properties of mineral and vegetable transformer oils.* in *International Conference on Innovation and Engineering Research.* 2013.
54. Schneider, M.P., *Plant Oil based lubricants and hydraulic fluids.* Journal of the Science of Food and Agriculture, 2006. **86**(12): p. 1769-1780.
55. Rapp, K.J., et al., *Additive for dielectric fluid.* 2012, 8,097,187, Google Patents.
56. ABB, *Transformer Handbook.* 2004, ABB. www.abb.com/transformers.

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt



57. De Pablo, A. *About the Interpretation Methods of Furans Analyses*. in *TJH2B Spain*. 2016.
58. De Pablo, A. and B. Pahlavanpour, *Furanic compounds analysis: a tool for predictive maintenance of oil-filled electrical equipment*. *Electra*, 1997. **175**(7): p. 9-31.
59. Pahlavanpour, B., M. Martins, and A. De Pablo. *Experimental investigation into the thermal-ageing of Kraft paper and mineral insulating oil*. in *Electrical Insulation, 2002. Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on*. 2002: IEEE.
60. Griffin, P., L. Lewand, and B. Pahlavanpour. *Paper degradation by-products generated under incipient-fault conditions*. in *Proceedings of the 1994 International Conference of Doble Clients*. 1994.
61. Schaut, A., S. Autru, and S. Eeckhoudt, *Applicability of methanol as new marker for paper degradation in power transformers*. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2011. **18**(2).
62. Matharage, S.Y., Q. Liu, and Z.D. Wang, *Aging assessment of kraft paper insulation through methanol in oil measurement*. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2016. **23**(3): p. 1589-1596.
63. Jiang, J., et al., *Highly Sensitive Dissolved Hydrogen Sensor Based on Side-Polished Fiber Bragg Grating*. *IEEE Photonics Technology Letters*, 2015. **27**(13): p. 1453-1456.
64. Lakhotia, V., et al., *Gas sensing systems and methods*. 2014, 10,197,519, Google Patents.
65. Weidmann, *InsuLogix[®] H HYDROGEN MONITOR*, in http://www.weidmann-diagnostics.com/images/InsuLogixH_2-1-2015.pdf. 2015.
66. Tenbohlen, S., et al. *Dielectric performance and dissolved gas analysis of natural esters for application in power transformers*. in *CIGRE SC D1-Performance of Conventional and New Materials of High Voltage Apparatus, Colloquium, Hungary*. 2009.
67. Singh, S. and M. Bandyopadhyay, *Duval triangle: A noble technique for DGA in power transformers*. *International journal of electrical and power engineering*, 2010. **4**(3): p. 193-197.
68. Halstead, W., *A thermodynamic assessment of the formation of gaseous hydrocarbons in faulty transformers*. *Journal of the Institute of Petroleum*, 1973. **59**(569): p. 239-41.
69. Cruz, V., A.L. Costa, and M.L. Paredes, *Simulation of thermal decomposition of mineral insulating oil*. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 2015. **32**(3): p. 781-794.
70. Jakob, F., P. Noble, and J. Dukarm, *A thermodynamic approach to evaluation of the severity of transformer faults*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2012. **27**(2): p. 554-559.





16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19.September 2023, Schweinfurt

71. Jakob, F. and J. Dukarm, *Thermodynamic estimation of transformer fault severity*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015. **30**(4): p. 1941-1948.
72. Duval, M. and J. Dukarm, *Improving the reliability of transformer gas-in-oil diagnosis*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2005. **21**(4): p. 21-27.
73. Perrier, C., et al. *DGA comparison between ester and mineral oils*. in *2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids*. 2011.
74. Wang, Z., et al., *Fault gas generation in natural-ester fluid under localized thermal faults*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2012. **28**(6).
75. Duval, M., *Recent developments in DGA interpretation*. CIGRE TF D1. 01/A2. 11, CIGRE TB 296, 2006.
76. Hohlein, I., *Unusual cases of gassing in transformers in service*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 2006. **22**(1): p. 24-27.
77. Scatiggio, F., M. Pompili, and R. Bartnikas, *Effects of metal deactivator concentration upon the gassing characteristics of transformer oils*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2011. **18**(3).
78. Vrsaljko, D., V. Haramija, and A. Hadži-Skerlev, *Determination of phenol, m-cresol and o-cresol in transformer oil by HPLC method*. Electric Power Systems Research, 2012. **93**: p. 24-31.



LCA, Sustainability und Recycling Fähigkeit bei natürlichen Estern

Mark-André Thelen



1

TLM 2023

Agenda



01 General overview Cargill and Natural Ester

02 What is sustainable

03 How can we measure and compare

04 What can Cargill offer



2

16. Transformer-Life-Management Konferenz
18.-19.September 2023, Schweinfurt



Located In
70
Countries

150+
Years of
Experience

155K
Employees

Speaking
65+
Languages

3

FR3
fluid development

1890's: Basic MO Transformer invention

1970's: 1st generation Silicone oil & LHF

1980's: 2nd generation Synthetic esters

1990's: 3rd generation Natural esters

Pioneers
Developed by transformer manufacturers – not chemists!

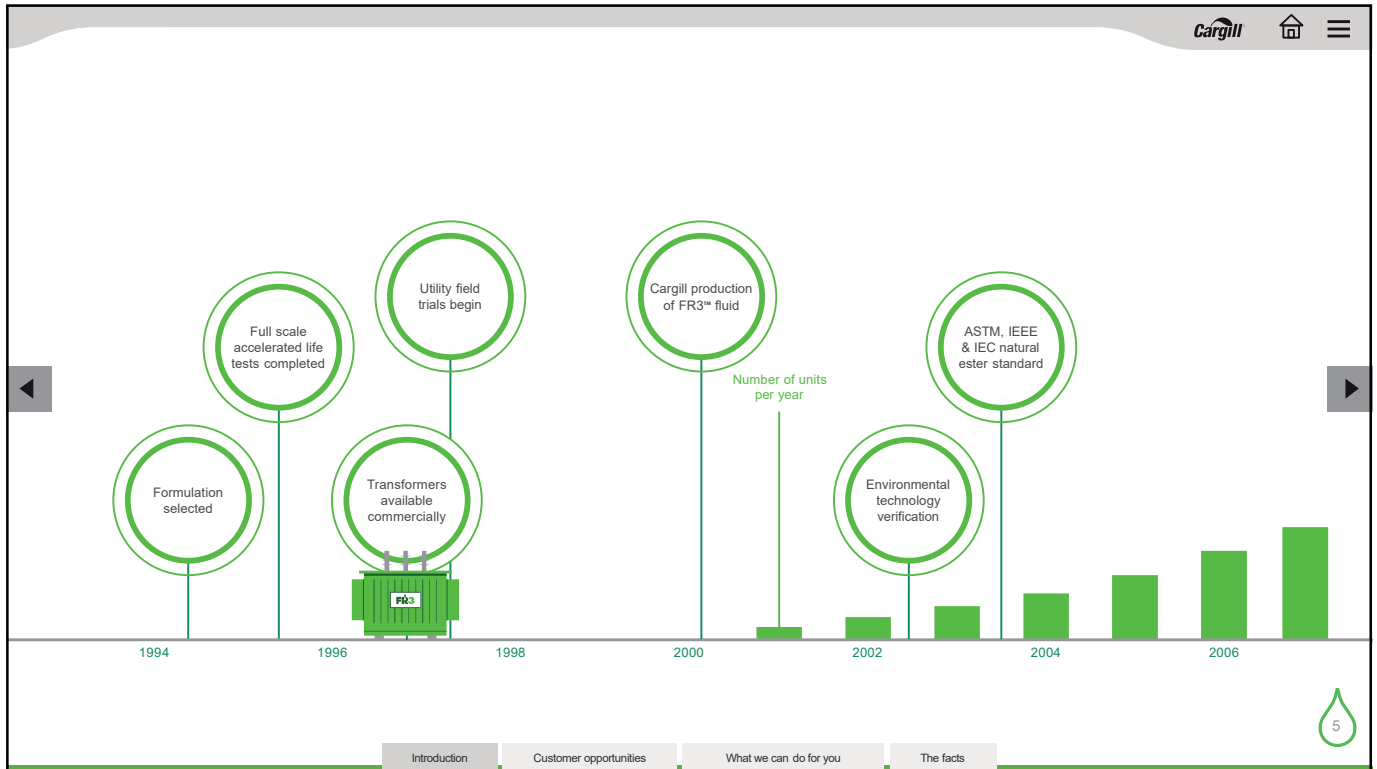
Introduction | Customer opportunities | What we can do for you | The facts

4





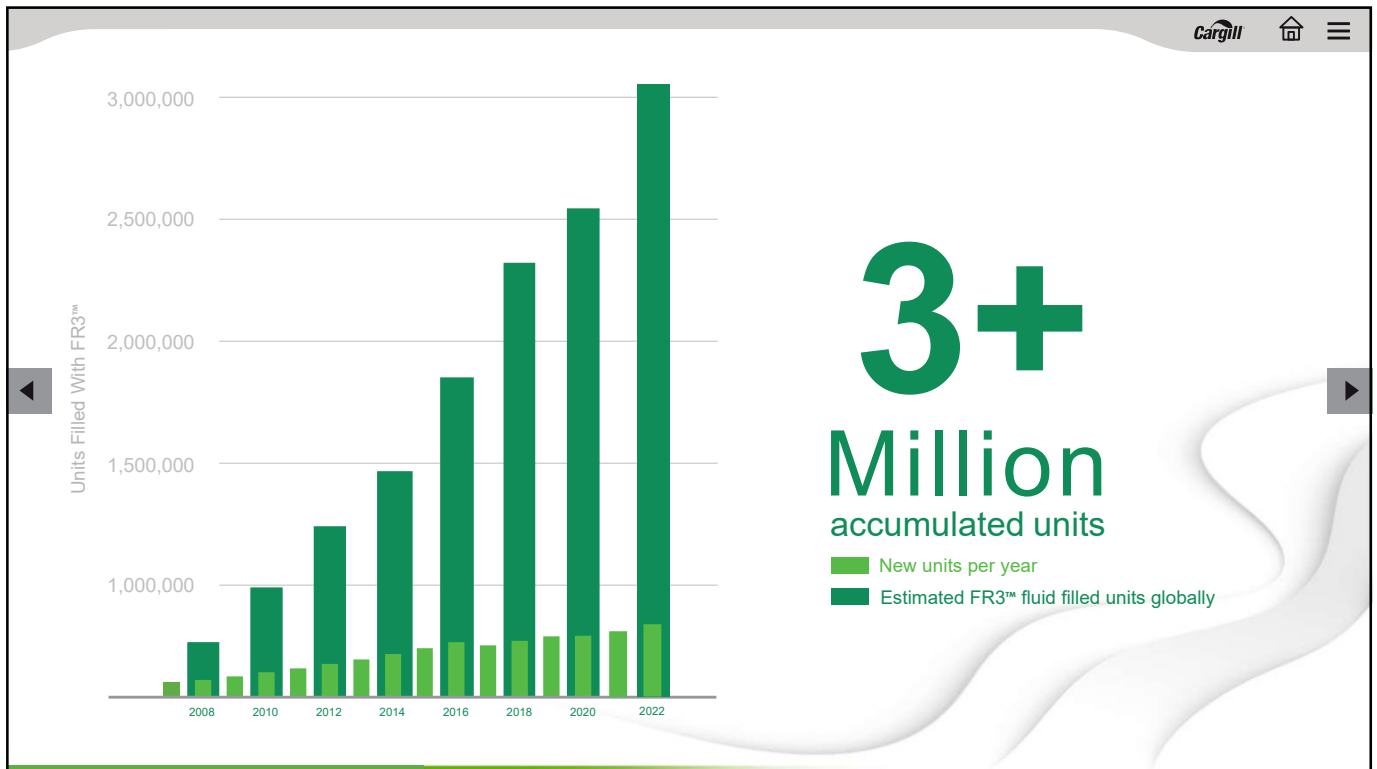
16. Transformer-Life-Management Konferenz 18.-19. September 2023, Schweinfurt



5



6



7

FR3 DEVELOPMENT

What is FR3[®] fluid?

- A solution developed by a transformer manufacturer for transformers.
- A specially formulated insulating liquid, based on natural ester (aka. vegetable oils)
- A “less flammable” (k-class), bio-based (98% vegetable oils), readily biodegradable fluid.
- A robust solution, able to surpass the lifespan of the transformers. Validated in real-world cases, all climatic conditions and maintenance policies.



8



FR3 DEVELOPMENT

Why choosing FR3[®] fluid?

- Backed by Cargill. A family-owned company with over 150 years of tradition and global presence.
- Validated and proven over 3 million times, with the transformers produced and tested worldwide.
- Reference fluid for all “natural ester” standards: Application history, well known long-term behavior.
- Extensive support from technical team in all regions.
- Seven production sites: USA, Brazil, South Africa, Turkey, India, China and Belgium. Warehouses in Belgium and Italy.



9

FLUIDS COMPARISON

Overview of some insulating liquids

	Mineral Oil	Natural Ester (FR3 [®] fluid)	Synthetic Ester	Silicone Oil
Base Fluid	Petroleum Oil	Vegetable Oil	Hydrocarbons	Polydimethylsiloxanes
Dielectric Capacity	Reference	Equivalent (better for PD's)	Equivalent (PD is a weak spot)	Lower (limited to 44kV)
Cooling Performance	Low viscosity / low heat transfer	Higher viscosity / higher heat transfer	Higher viscosity / average heat transfer	Highest viscosity / low heat capacity
Diagnostic Capability	Yes	Yes	Yes	Less
Fire point	160°C	360°C	315°C	340°C
Biodegradability	Low (inherently)	Ultimately + Readily	Readily	No (oxidegradable)
Biobased	No	Yes (>98%)	No	No
Oxidation	Good	Good (non-free breathing)	Very good	Very good
Aging	Average	Best	Better	Average
Cost	\$	\$\$	\$\$\$	\$\$\$\$



10



LONG-TERM REAL-WORLD VALIDATION

+24 Years In-Service ◊ No Maintenance

First commercial FR3® fluid-filled transformer, since 1997 in a large amusement park – Florida

♣ Almost all measured properties were still compliant with NEW FLUID limits

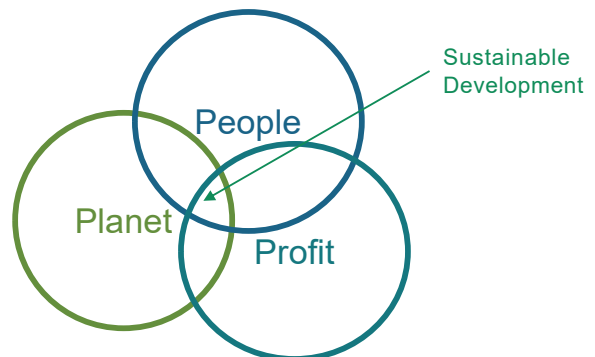
Test	Units	New Unused		Measured	IEC 62975 In-Service	IEEE C57.147 In-Service
		IEC 62770	ASTM D6871			
Color & Appearance	-	Clear	-	0.7	Clear	≤ 1.5
Water Content	ppm	≤200	≤ 200	164	≤200	≤ 450
Breakdown Voltage	kV, 2 mm	-	> 35	72.7	-	> 40
Breakdown Voltage	kV, 2.5 mm	> 55	-	> 75	> 40	-
Acid Number	mg KOH/g	≤ 0.06	≤ 0.06	0.06	≤0.3	≤0.5
DDF, 25°C, 60 Hz	%	-	≤ 0.2%	0.5%	-	< 3%
DDF, 90°C, 50 Hz	-	≤ 0.05	-	0.036	< 0.15	-
DDF δ, 100°C, 60 Hz	%	-	≤ 4%	4%	-	-
Viscosity, 40°C	cSt	<50	<50	31.8	< 36.6	< 35
Flash Point (COC)	°C	-	≥ 275	299	-	-
Fire Point (COC)	°C	>300	>300	344	> 300	>300



11

We need to act now

We have a global responsibility to look after our planet



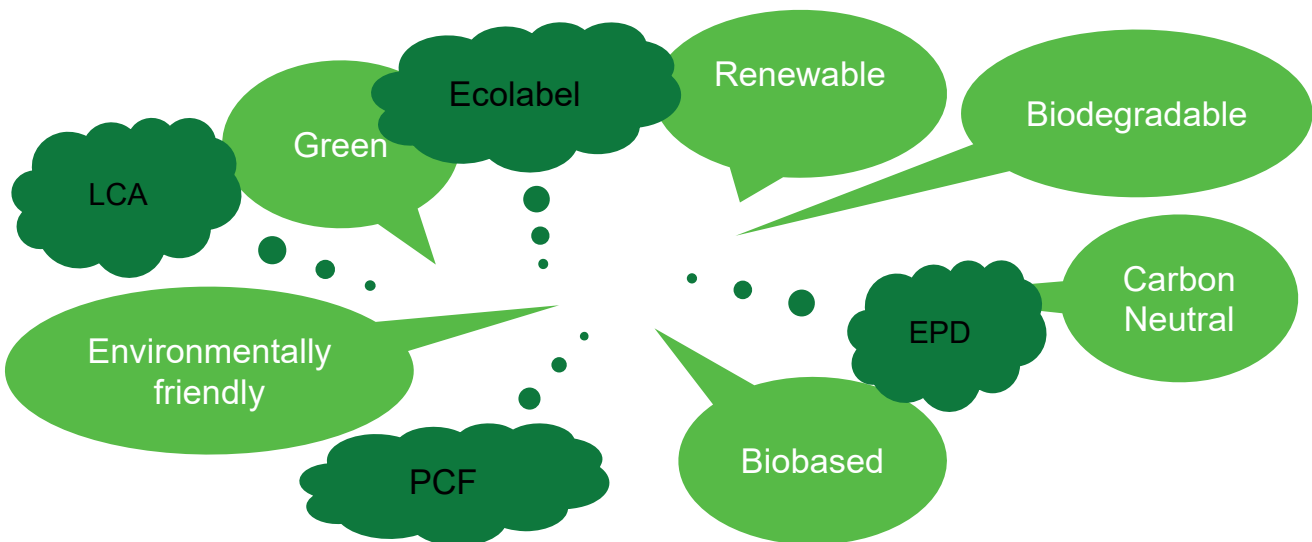
12



What are the 17 Sustainable Development Goals under the initiative of the United Nation UN?



What is sustainable?



But be careful about Greenwashing

Greenwashing happens when a company makes an environmental claim about something the organization is doing that is intended to promote a sense of environmental impact that doesn't exist. The green claim is typically about some form of positive effect on the environment.



Greenwashing, also called "green sheen", is a form of advertising or marketing spin in which green PR and green marketing are deceptively used to persuade the public that an organization's products, aims and policies are environmentally friendly. [Wikipedia](#)



15

What is sustainable?



Protecting ecosystems



Enhancing operational human health and safety



Decarbonization



Compacting (saving materials)



Increasing efficiency

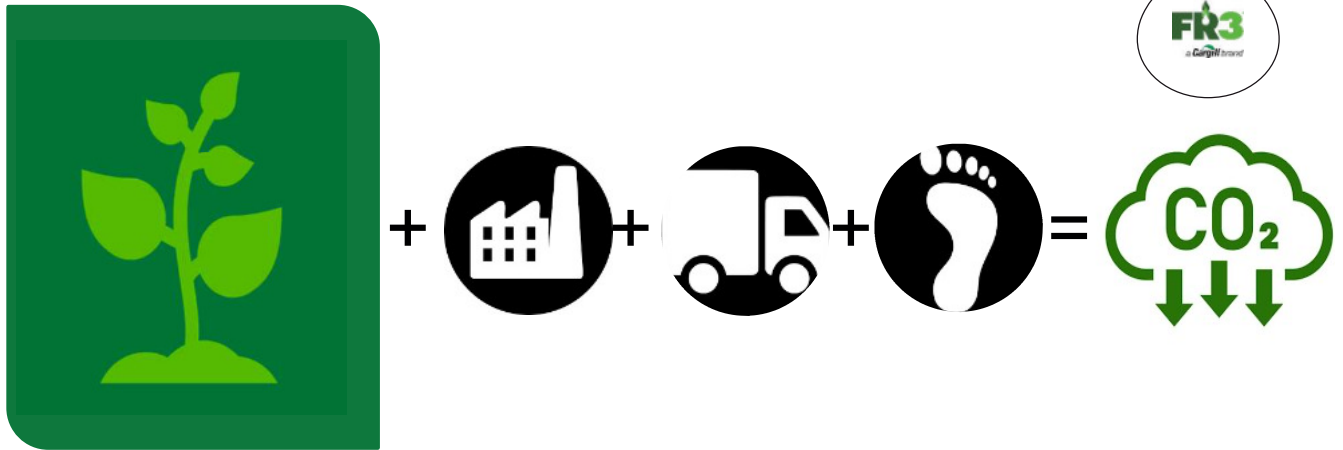


Circular economy



16

GHG emissions of plant-based products: Biogenic Effect



Sustainability: Life Cycle Analysis

- We have updated our Life Cycle Analysis (LCA)
 - LCA is a method used to evaluate the environmental impact of a product through its life cycle
 - Takes inputs from entire value chain (raw materials, processing, to end use)
 - Generates Global Warming Potential (KG CO₂ equivalent) in addition to other environmental indicators
- Not all evaluations and values are created equal:
 - Environmental Product Declaration vs. LCA vs. Carbon Footprint (CFP/PCF)
 - Cargill performed EPD
 - Cradle to Gate vs. Cradle to Grave
 - Still developing standards/industry specific parameters



Our FR3 Life Cycle Analysis

- Updated LCA was conducted on FR3 made in Chicago (US based Soy)
 - 50-60% of our global volume is produced at Chicago, this was chosen as first priority
 - We are working to complete LCAs of other production locations and FR3r
- Analysis was made Cradle to Gate
 - We plan to work with an OEM partner to develop Cradle to Grave in future
- Includes Biogenic Carbon (CO₂ removed from atmosphere by growing plants)
- Includes land use change based on US Soy



★ Verified through 3rd party EPD

• **Without biogenic, value is 0.823KG CO₂/KGfinal product



19

Sustainability is more than a Number

- Sustainability also includes:
 - Safety
 - Biodegradability
 - Longer asset life
 - Less material

More to Come in Sustainability

- Formalized asset to communicate GWP or Carbon Footprint
- Additional LCA analyses – Other regions and FR3r
- Joint Industrial Project on Transformer Sustainability lead by

<https://www.dnv.com/article/power-transformer-sustainability--244899>



20

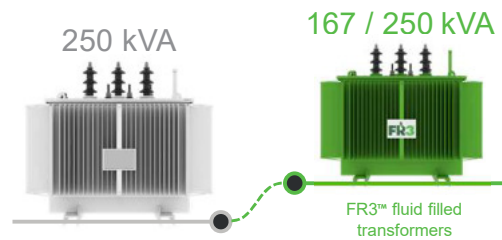
Enabling Compacting and Increased Efficiency



Up to
30% more loading capacity so
up to 20% of materials saving



Up to
1.6X – 3.9X Longer
Transformer Life



Less Waste



21

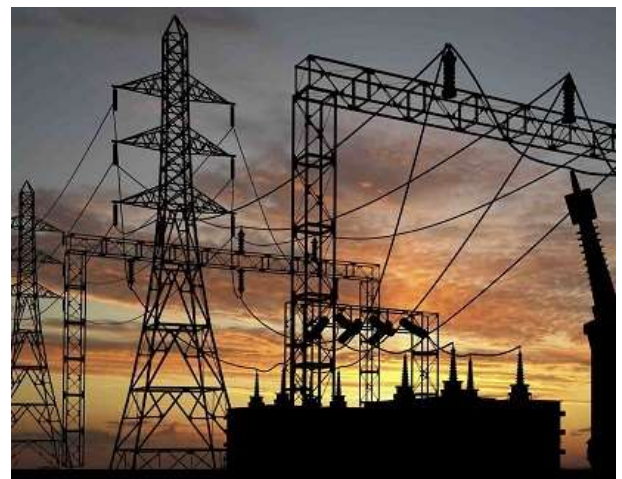
End of life and circularity

There are many possible avenues to use FR3 at the end of transformer's lifetime:

- as a transformer dielectric fluid
- recycled for other applications

But...

Recycling is not eliminating the impact created by virgin product



22

When thinking Sustainability - LESS is MORE

Raw Material Type

- Plant-based (less process), renewable (can come back)
- Less Toxic (less contamination) / Biodegradable

Less Quantity

- Can I use less materials by making it smaller/lighter
- Can I mix materials / reuse materials

Lower Production Intensity

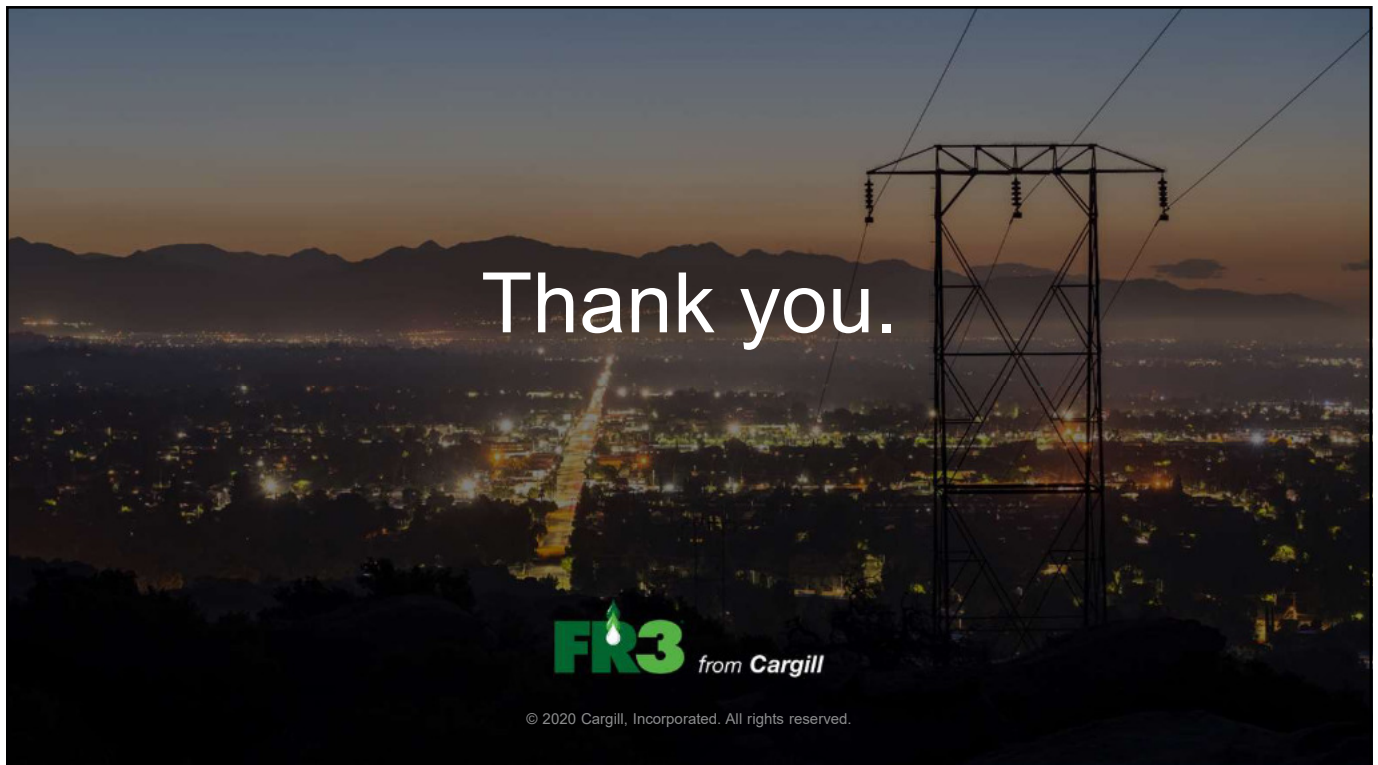
- Less Energy Use
- Less "damage" (i.e. explosion, water use, mitigation, etc.)

Less Waste

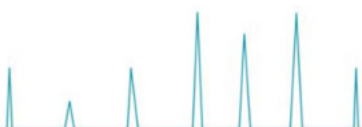
- Extend life of a unit / Reuse a unit
- Recycle – After life alternative uses



23



24



Referenten

Andreas Hilgers

Vaisala

- Andreas Hilgers studierte in den Niederlanden, an der HAN University of Applied Sciences, Elektrotechnik.
- Von 1997 bis 2001 arbeitete er als Projektkoordinator bei Nuon, dem heutigen Vattenfall Niederlande.
- Von 2001 bis 2004 war er bei der Firma Daifuku Co., Ltd. als Service Engineer im Bereich Material Handling Systeme für die BeNeLux verantwortlich.
- Von 2004 bis 2020 arbeitete er bei Royal SMIT Transformers in verschiedenen Vertriebs- und Projektmanagementfunktionen, im Neu- und Servicegeschäft.
- Seit Anfang 2020 arbeitet Andreas Hilgers bei Vaisala als Sales Manager Power&Energy im Bereich DGA Online Monitoring für Transformatoren.



Juan Velásquez

Hubert Göbel



Juan Velásquez studierte Elektrotechnik in Venezuela. Von 2002 bis 2006 arbeitete er als Instandhaltung- und Projektingenieur in der Aluminiumindustrie. Von 2006 bis 2008 beschäftigte er sich mit der Implementierung von Monitoring-Systemen von Leistungstransformatoren.

Von 2008 bis 2011 war er Produktmanager für Diagnoselösungen bei OMICRON electronics in Österreich. 2011 promovierte er auf dem Gebiet des Monitoring und Diagnose von Leistungstransformatoren in Spanien. Von 2011 bis 2016 arbeitete er als Ingenieur für HGU-Technologie bei der Amprion GmbH. Seit August 2016 ist er bei der Hubert Göbel GmbH tätig.

Die Analyse gelöster Gase (DGA) zur Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren

Andreas Hilgers
Vaisala GmbH
andreas.hilgers@vaisala.com
Germany

Juan Velásquez
Hubert Göbel GmbH
j.velasquez@hgmes.de
Germany

KURZFASSUNG

Die Gas-in-Öl-Analyse (DGA) in Leistungstransformatoren ist eine wichtige Komponente bei der zustandsorientierten Wartung sowie bei der Erkennung von Fehlern und der Vermeidung ungeplanter Transformatorausfälle. Die DGA wird in der Regel in regelmäßigen Abständen durchgeführt (Offline DGA Überwachung). Bei wichtigen Transformatoren werden immer mehr DGA Online Monitoringsysteme installiert. Unabhängig davon, ob es sich um eine Offline DGA- oder um eine Online DGA-Überwachung handelt, muss eine Beurteilung der DGA-Ergebnisse durchgeführt werden. Dafür wird sehr häufig auf die typischen Gaskonzentrationswerte (90 % Quantil-Werte), die in der Norm IEC 60599 dokumentiert sind, zurückgegriffen. Im Falle einer Auffälligkeit werden verschiedene Methoden (Gasquotienten und graphische Methoden) verwendet, um eine Fehleridentifikation (Diagnose) durchzuführen. Dieser Beitrag liefert eine Übersicht über die in Europa üblichen Verfahren für die Beurteilung und Interpretation von DGA-Ergebnissen. Es werden auch verschiedene Anwendungsfälle beschrieben, welche die Anwendung von DGA-Messungen als Instrument für die Erkennung und Diagnose von Fehlern zeigen. Diese Anwendungsbeispiele illustrieren den Mehrwert einer kontinuierlichen DGA-Überwachung.

1 EINLEITUNG

Die Gas-in-Öl-Analyse (DGA) bei Leistungstransformatoren ist eine wichtige Komponente bei der zustandsorientierten Wartung sowie bei der Erkennung von Fehlern und der Vermeidung ungeplanter Transformatorausfällen. Die Gaswerte im Transformatoröl können auf das Vorhandensein eines Fehlers hinweisen. Die Änderungsrate dieser Werte kann verwendet werden, um deren Schweregrad zu bestimmen. Eine Voraussetzung für eine erfolgreiche Erkennung und Diagnose von Fehlern ist einerseits das Vorhandensein einer zuverlässigen DGA-Messung und andererseits die Verwendung von belastbaren Interpretationskriterien zur Beurteilung der DGA-Ergebnisse.

Die DGA wird in der Regel in regelmäßigen Abständen durchgeführt (Offline DGA Überwachung). Bei wichtigen Transformatoren werden immer mehr DGA Online Monitoringsysteme installiert. Unabhängig davon, ob es sich um eine Offline DGA- oder um eine Online DGA-Überwachung handelt, muss eine Beurteilung der DGA-Ergebnisse durchgeführt werden. Dafür wird sehr häufig auf die typischen Gaskonzentrationswerte (90 % Quantil-Werte), die in der Norm IEC 60599 [1] dokumentiert sind, zurückgegriffen. Im Falle einer Auffälligkeit werden darüber hinaus verschiedene Methoden (Gasquotienten und graphische Methoden) verwendet, um eine Fehleridentifikation (Diagnose) durchzuführen. Die Grundlagen für die Interpretation von DGA-Ergebnissen sind im Kapitel 2 dieses Beitrags beschrieben.

Ein wichtiger Punkt, der zu einer verbesserten Beurteilung und Interpretation von DGA-Ergebnissen führt, ist das Vorhandensein von DGA-Ergebnissen in kurzen Abständen. Ein übliches Intervall für die DGA von Transformatoren ist ein Jahr. Bei sehr wichtigen Transformatoren oder bei Transformatoren mit auffälligen DGA-Ergebnissen werden die Intervalle auf drei oder sechs Monate verkürzt. Eine kontinuierliche DGA Überwachung (Online Monitoring) bietet die Möglichkeit, DGA-Messergebnisse in viel kürzeren Abständen (z.B. alle 70 Minuten) zu erhalten. Dadurch kann die DGA-Situation des Transformators viel detaillierter untersucht werden. Das bietet auch die Möglichkeit, Zusammenhänge zwischen DGA-Konzentrationen und anderen Überwachungsgrößen (z.B. Öltemperatur oder Strom) zu bewerten. Im Kapitel 3 dieses Beitrages werden Anwendungsfälle erläutert, bei denen der Mehrwert eines Online Monitorings zur Interpretation und Beurteilung von DGA-Ergebnissen gezeigt wird.

2 GRUNDLAGEN FÜR DIE INTERPRETATION

2.1 Vorgehen zur DGA-Interpretation

Die Abbildung 1 zeigt das übliche Vorgehen bei der Bewertung von DGA-Ergebnissen. Die dargestellten Abläufe basieren auf der empfohlenen Methode der DGA-Interpretation, welche in Kapitel 9 der Norm DIN EN 60599 [1] beschrieben ist. Im ersten Schritt werden die DGA-Ergebnisse mit den DGA-Ergebnissen von früheren Proben verglichen. Anschließend wird überprüft, ob mindestens ein Gas über den typischen Werten (Gaskonzentration, Gasbildungsrate) liegt. Diese Überprüfung stellt die erste Aufgabe der Interpretation dar: Erkennung von Auffälligkeiten (E). Wenn alle Gase unter den typischen Werten liegen, wird die DGA-Untersuchung als unauffällig bewertet und anschließend eine Speicherung der Messdaten für zukünftige Auswertungen vorgenommen. Sollte mindestens ein Gas über den typischen Werten liegen, wird die Diagnose bzw. Fehleridentifikation (D) durchgeführt. Diese Diagnose stellt die zweite Aufgabe der Interpretation dar. Um die Diagnose ausführen zu können, wird auf Interpretationskriterien zugegriffen. Das Ergebnis der Interpretation wird in zwei Gruppen aufgeteilt: WARNUNG-Zustand und ALARM-Zustand. Um entscheiden zu können, ob die Ergebnisse unter der Kategorie „WARNUNG“ oder „ALARM“ einzustufen sind, wird überprüft, ob die DGA-Ergebnisse über bestimmte „Alarmwerte“ liegen oder ob Entladungen von hoher Energie (Fehlertyp D2) vorhanden sind. Wenn die Alarmwerte nicht überschritten werden und wenn keine Entladungen von hoher Energie vorhanden sind, werden die DGA-Ergebnisse als „WARNUNG“ bewertet. In diesem Fall wird empfohlen, entweder die Häufigkeit der DGA-Untersuchungen zu erhöhen oder ein Online Monitoringsystem zu installieren. Als weitere mögliche Maßnahme wird die Durchführung von

elektrischen Messungen empfohlen. Bei Überschreitung der Alarmgrenzwerte oder bei der Feststellung von Entladung von hoher Energie werden die Ergebnisse unter der Kategorie „ALARM“ zugeordnet. Da es sich in diesen Fall mit hoher Wahrscheinlichkeit um ein ernsthaftes Problem handelt, wird eine sofortige Aktion notwendig. Üblicherweise wird der Transformator je nach Möglichkeit freigeschaltet, um eine tiefgehende Diagnose anhand von elektrischen Messungen durchzuführen. Darüber hinaus empfiehlt es sich, hier die Installation eines Online Monitoringsystems in Betracht zu ziehen.

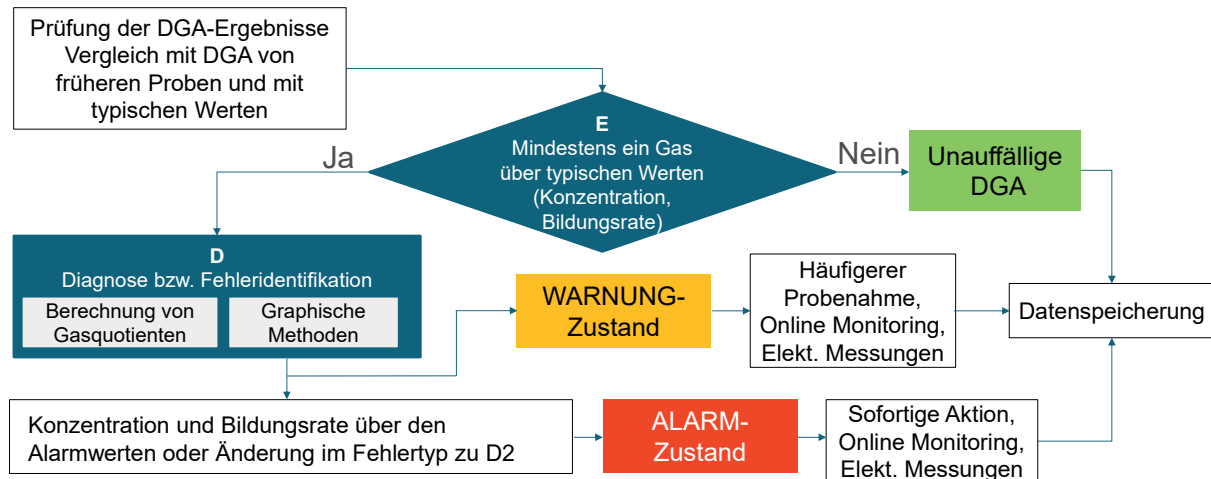


Abbildung 1 Abläufe für Bewertung von den DGA-Ergebnissen in Anlehnung an DIN EN 60599:2016-10

2.2 Kriterien für die DGA-Interpretation

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, wird für die Bewertung von DGA-Ergebnissen auf Interpretationskriterien zugegriffen. Zusammenfassend lässt sich die Interpretation in drei Kernaufgaben untergliedern:

- Aufgabe 1: Erkennung von Auffälligkeiten
- Aufgabe 2: Feststellung des Grades einer Auffälligkeit („WARNUNG“ oder „ALARM“)
- Aufgabe 3: Feststellung der Natur des Fehlers (Teilentladungen, Entladungen, Überhitzung (etc.))

Für die Ausführung der Interpretation stehen grundsätzlich drei Möglichkeiten zur Verfügung, wie in der Abbildung 2 dargestellt. Entweder wird auf Empfehlungen oder Erfahrungswerte von Normen (IEC oder IEEE) zurückgegriffen oder es werden Empfehlungen und Erkenntnisse von Institutionen wie z.B. Cigré verwendet. Alternativ besteht die Möglichkeit, aus einer Datenbank mit einer repräsentativen Anzahl von DGA-Ergebnissen Interpretationskriterien zu ermitteln. Die Ermittlung von eigenen Interpretationskriterien aus einer Datenbank fordert einerseits ein hohes Maß an Erfahrung, das der durchschnittliche Anwender oder Betreiber in der Regel nicht besitzt, andererseits handelt es sich um eine aufwändige Aufgabe, die mit Gewissenhaftigkeit und Genauigkeit auszuführen ist. Aus diesem Grund wird für die Interpretation sehr häufig auf die Empfehlungen von Normen oder Institutionen zurückgegriffen. Sogar bei den Protokollen von DGA-Untersuchungen aus zertifizierten Laboren, die über eine große Datenbank verfügen, basieren die Interpretationen der DGA-Ergebnisse normalerweise auf Empfehlungen von Normen.

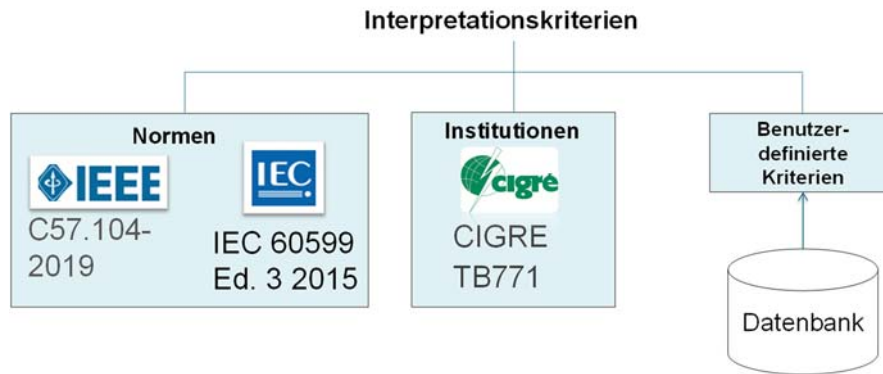


Abbildung 2 Interpretationskriterien

Die Auswahl der Norm, die als Grundlage für die Interpretation verwendet wird, ist sehr abhängig von der geographischen Lage. In den Vereinigten Staaten wird zum Beispiel die IEEE Std C57.104-2019 [2] verwendet, während in Europa die IEC Norm 60599:2015 [1] Anwendung findet. In diesem Beitrag werden nur die Interpretationskriterien, die in Europa üblich sind (IEC sowie Cigré Empfehlungen), kurz erläutert.

2.2.1 Aufgabe 1: Erkennung von Auffälligkeiten

Für die Erkennung von Auffälligkeiten befinden sich in Anhang A der IEC Norm 60599 Anwendungshinweise, die einen informativen Charakter besitzen. Eine erste Anmerkung zu diesem Anhang ist, dass es sich bei den Hinweisen nicht um verbindliche „Grenzwerte“ für die Interpretation handelt, sondern um „typische Werte“, welche nur als informatives Werkzeug einzusetzen sind. In dieser Population von Transformatoren zeigen die Werte, dass 90 % der DGA-Werte im Betriebszustand unterhalb der typischen 90 %-Werte sind.

Es ist darauf zu achten, dass die typischen Werte von verschiedenen Parametern abhängen (Alter, Art und Hersteller des Transformators, Betriebs- und Lastbedingungen, Klima usw.) und diese nicht immer gleich sind.

Tabelle 1: Bereiche der typischen 90%-Gaskonzentrationswerte in $\mu\text{l/l}$ bzw. ppm. Quelle: IEC Norm 60599 [1]

Typ	C ₂ H ₂	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Alle Transformatoren		50-150	30-130	60-280	20-90	400-600	3800-14000
Ohne Stufenschalter	2-20						
Kommunizierender Stufenschalter	60-280						

„Kommunizierender Stufenschalter“ bedeutet, dass etwas Öl- und/oder Gasaustausch zwischen dem Stufenschaltergefäß und dem Hauptkessel oder zwischen den betreffenden Ausdehnungsgefäßen möglich ist.

Die typischen Werte sind sowohl anwendbar für offene als auch für geschlossene Transformatoren und beziehen sich auf Kerntyp-Transformatoren.

Die Bereiche der typischen 90 %-Gasbildungsrate, sind in der Tabelle 2 dargestellt. Die dargestellten Werte gelten für große Leistungstransformatoren mit einem Ölvolumen >5000 Liter. Die Werte für kleine Transformatoren (<5000 Liter) sind gewöhnlich kleiner.

Tabelle 2: Bereiche der typischen 90%-Gasbildungsrate in $\mu\text{l/l}/\text{Jahr}$ bzw. in ppm/Jahr . Quelle: IEC Norm 60599 [1]

Typ	C_2H_2	H_2	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
Alle Transformatoren		35-132	10-120	32-146	5-90	260-1060	1700-10000
Ohne Stufenschalter	0-4						
Kommunizierender Stufenschalter	21-37						

2.2.2 Aufgabe 2: Feststellung des Grades einer Auffälligkeit („WARNUNG“ oder „ALARM“)

Für die Feststellung des Grades einer Auffälligkeit soll eine Diagnose bzw. Fehleridentifikation durchgeführt werden. Dafür werden in IEC 60599 unter dem Kapitel 5 einige Hinweise geliefert. Als Einstieg in das Thema wird unter dem Abschnitt 5.1 von IEC 60599 die Zusammensetzung der gelösten Gase erläutert. Es wird darauf hingewiesen, dass obwohl die Bildung einiger Gase, die je nach der Temperatur, die erreicht wird, oder nach der Energie, die in einem Fehler steckt, begünstigt ist, wird in der Praxis eine Mischung von Gasen fast immer enthalten sein.

Als nächstes wird die Bezeichnung der Typen von Fehlern in Abschnitt 5.2 eingeführt. Basierend auf interne visuelle Inspektionen von fehlerbehafteten Transformatoren wurden die in der Tabelle 3 dargestellten Fehlertypen festgestellt.

Tabelle 3. Definition von Fehlertypen nach IEC 60599

Fehler	Abkürzung	Festgestellte Schäden
Teilentladungen	PD	X-Wachs-Bildung auf der Papierisolierung, Nadellöcher, karbonisierte Perforationen im Papier
Entladungen niedriger Energie	D1	Größere karbonisierte Perforationen durch das Papier (Löcher), Karbonisierung der Papieroberfläche (Kriechwegbildung) oder Kohlestoffteilchen im Öl
Entladungen hoher Energie	D2	Umfangreiche Zerstörung und Karbonisierung des Papiers, Metallschmelze am Entladungsbereich, umfangreiche Karbonisierung des Öls
Thermische Fehler in Öl und/oder Papier unter $300\text{ }^\circ\text{C}$	T1	Papier bräunlich verfärbt
Thermische Fehler in Öl und/oder Papier über $300\text{ }^\circ\text{C}$	T2	Karbonisierung des Papiers
Thermische Fehler mit Temperaturen über $700\text{ }^\circ\text{C}$	T3	Karbonisierung des Öls, Metallverfärbung ($800\text{ }^\circ\text{C}$) oder Metallschmelze ($>1000\text{ }^\circ\text{C}$)

Was die Bezeichnung der Fehlertypen angeht, wurde in 2019 von der Cigré (TB 771) [3] eine Erweiterung der Fehlertypen eingeführt. Diese ergänzenden Fehlertypen können der Tabelle 4 entnommen werden.

Bei Streugasen in Öl (S) handelt es sich um unerwartete Bildung von Gasen in Öl, die auf moderate Temperatur ($<200\text{ }^\circ\text{C}$) erhitzt werden. H_2 , CH_4 , und C_2H_6 könnten gebildet werden oder als Ergebnis von Öloxidation in Abhängigkeit von der chemischen Ölstruktur. Wie in [1] erläutert, werden Streugasen mehr und mehr seit dem Jahr 2000 beobachtet. Daher würde es sehr hilfreich sein, wenn im Rahmen der Interpretation von DGA-Ergebnissen gezielt dieses Phänomen identifiziert werden kann.

Es wurde ein Fehlertyp für Überhitzungen kleiner 250 °C (O) sowie einen Fehlertyp spezifisch für die Identifikation von einer möglichen Karbonisierung des Papiers (C) eingeführt. Darüber hinaus wurde den Fehlertyp T3-H vorgeschlagen, um thermische Fehler über 700 °C in Öl zu identifizieren. Es gilt zu erwähnen, dass der Fehler T3, welcher in der Tabelle 3 beschrieben ist, keine Unterscheidung zwischen thermischen Fehlern im Öl und thermischen Fehlern im Papier ermöglicht. Durch diesen neuen Fehlertyp (T3-H) kann eine präzisere Diagnose erzielt werden.

Tabelle 4. Ergänzende Fehlertypen gemäß Cigré TB 771 [3]

Fehler	Abkürzung
Streugasen in Öl	S
Überhitzung <250 °C	O
Mögliche Karbonisierung des Papiers	C
Thermische Fehler in Öl mit Temperaturen über 700 °C	T3-H

2.2.3 Aufgabe 3: Feststellung der Natur des Fehlers

Zur Feststellung der Natur des Fehlers wird von der IEC Norm 60599 die Verwendung von grundlegenden Gasquotienten vorgeschlagen. Darüber hinaus wird die Verwendung weiterer Quotienten (CO_2/CO , O_2/N_2 sowie $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$) vorgeschlagen. Tabelle 5 liefert eine Übersicht über die Interpretationsmethoden, die auf der Berechnung von Quotienten basieren.

Die grundlegenden Gasquotienten sollen nur berechnet werden, wenn mindestens ein Gas über dem Wert für die typische Konzentration und über die typische Gasbildung liegt. Nichtsdestotrotz wird empfohlen, sie auch in Fällen zu berechnen, wo ein oder mehrere Gase ansteigende oder unnormale Konzentrationen zeigen, sogar dann, wenn sie geringer als die typischen Werte sind. In der Tabelle 6 sind die DGA-Interpretationskriterien nach den grundlegenden Gasquotienten dargestellt.

Das CO_2/CO -Quotient wird für die Identifikation von thermischen Fehlern im Papier vorgesehen. Die Bildung von CO_2 und CO aus öl-imprägnierter Papierisolierung steigt schnell mit der Temperatur an. Hohe Werte von CO (z.B. 1000 ppm) und CO_2/CO -Quotienten mit weniger als 3 werden allgemein als ein Anzeichen wahrscheinlicher Papierbeteiligung an einem Fehler, mit wahrscheinlicher Karbonisierung in Anwesenheit von anderen Fehlergasen betrachtet. Hohe Werte von CO_2 (>10000 ppm) in Kombination mit hohem CO_2/CO -Quotienten (>10) deuten auf Überhitzung von Papier oder Öloxidation hin [1]. Es ist darauf zu achten, dass in einigen Fällen lokalisierte Fehler im Papier keine signifikanten Mengen an CO und CO_2 produzieren, folglich können diese nicht mit diesen Gasen detektiert werden. Wenn übermäßiger Papierabbau ($\text{CO}_2/\text{CO} < 3$) vermutet wird, empfiehlt es sich, eine Furan-Analyse durchzuführen.

Der O_2/N_2 -Quotient wird für die Identifikation der Öloxidation vorgesehen. Gelöstes O_2 und N_2 kann im Öl als ein Ergebnis des Kontaktes mit atmosphärischer Luft im Ausdehnungsgefäß oder durch Leckage gefunden werden. Im Gleichgewicht, unter Berücksichtigung der relativen Löslichkeiten von O_2 und N_2 , gibt der O_2/N_2 -Quotient im Öl die Luftzusammensetzung wieder und hat einen Wert bei nahezu 0,5. Im Betrieb kann dieser Quotient als Konsequenz der Öloxidation abnehmen, falls O_2 schneller verbraucht wird, als es durch Diffusion ersetzt wird. Allgemein werden Quotienten kleiner als 0,3 als ein wahrscheinliches Anzeichen von Öloxidation betrachtet werden.

Der $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$ -Quotient wird für die Identifikation von Gaskontamination durch den Stufenschalter verwendet. $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$ -Quotient größer als 2 bis 3 werden als Anzeichen von Kontaminierung betrachtet.

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19. September 2023, Schweinfurt



Tabelle 5. Methoden zur Auswertung nach IEC 60599 und Cigré TB771

Ergebnis der Auswertung		Grundlegende Gasquotienten	CO ₂ /CO	O ₂ /N ₂	C ₂ H ₂ /H ₂	Duval-Dreieck/Pentag.
Teilentladung (PD)		•				•
Entladungen	Low energy (D1)	•				•
	High energy (D2)	•				•
Thermische Fehler	<300°C (T1)	•	Im Papier			•
	>300°C, <700°C (T2)	•				•
	>700°C (T3)	•				•
	>700 °C Öl (T3-H)				•	
	Überhitzung <250 °C (O)				•	
	Karbonisierung des Papiers (C)				•	
Keine Identifikation möglich		•				
Keine eindeutige Identifikation		•				
Öloxidation				•		
Kontaminierung durch Stufenschalter					•	
Streugasen in Öl (S)						•

Tabelle 6. DGA-Interpretation nach den grundlegenden Gasquotienten [1]

C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Abkürzungen	Charakteristischer Fehler
NS	<0,1	<0,2	PD	Teilentladungen
>1	0,1-0,5	>1	D1	Entladungen niedriger Energie
0,6-2,5	0,1-1	>2	D2	Entladungen hoher Energie
*NS	1, aber NS	<1	T1	Thermische Fehler in Öl und/oder Papier unter 300 °C
<0,1	>1	1-4	T2	Thermische Fehler in Öl und/oder Papier über 300 °C
<0,2	>1	>4	T3	Thermische Fehler mit Temperaturen über 700 °C

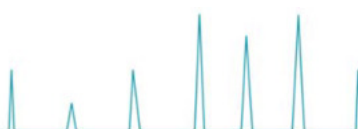
*NS=Nicht-signifikant

Obwohl die Verwendung von den in der Tabelle 6 dargestellten grundlegenden Quotienten empfohlen wird, deuten die aktuellen Erkenntnisse mit der DGA-Interpretation darauf hin, dass die Anwendung von graphischen Methoden eine zuverlässigere Interpretation liefern. Bei der Cigré TB771 wird diese Aussage daran begründet, dass die Auswertung nach den grundlegenden Gasquotienten bei ca. 15 % bis 20 % der Fälle nicht anwendbar ist. Grund dafür ist, dass aus den berechneten Quotienten keine Zuordnung zu einem konkreten Fehler möglich war. Wie in der Tabelle 5 dargestellt, kann es vorkommen, dass die Auswertung das Ergebnis „Keine Identifikation möglich“ liefert.

Es gibt grundsätzlich drei Verfahren zur graphischen Auswertung von DGA-Ergebnissen:

- Muster der typischen Gaszusammensetzung in Abhängigkeit von der Temperatur
- Duval-Dreiecke
- Duval-Pentagone

Das Muster der typischen Gaszusammensetzung in Abhängigkeit von der Temperatur an der Fehlerstelle ist in der Abbildung 3 dargestellt. Bei diesem Verfahren wird anhand der typischen Verteilung der Gasanteile die Natur des Fehlers identifiziert. Die Abbildung 4 illustriert die Anwendung dieses Verfahrens zur Interpretation von DGA-Ergebnissen. Bei diesem Beispiel wurde aus den DGA-Ergebnissen ein hoher Anteil von Ethan (C₂H₆) mit einer gewissen Beteiligung von Methan (CH₄) festgestellt. Aufgrund der Tatsache, dass anteilmäßig Ethan dominiert, deuten die Ergebnisse der Interpretation darauf hin, dass es sich wahrscheinlich um einen thermischen Fehler der Kategorie T1 bzw. Überhitzung (O) handelt.



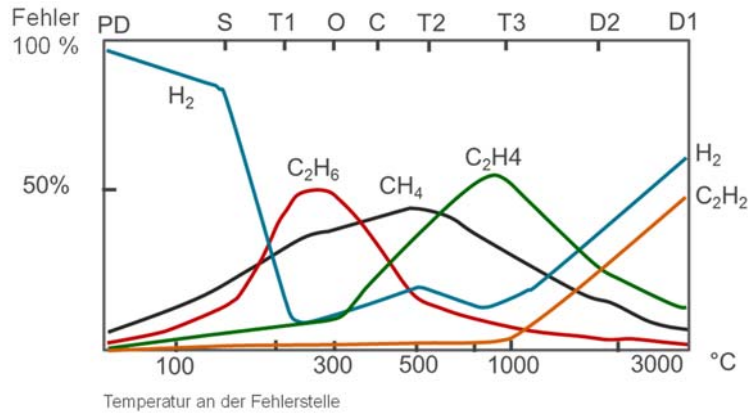
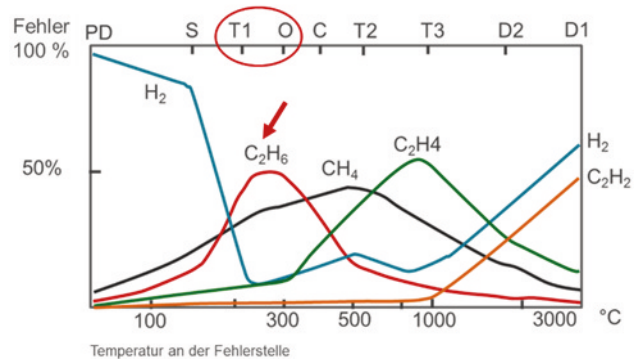


Abbildung 3. Muster der typischen Gaszusammensetzung in Abhängigkeit von der Temperatur an der Fehlerstelle. Quelle [3]

Time	Methane C	Acetylene	Ethylene C	Ethane C ₂ H ₆	Carbon mc	Carbon dio	Hydrogen I
2021-01-21T13:37:214	96.3	1.5	0	161	80.2	5271	1.3
2021-01-21T14:45:444	84.6	2.4	0	155	69	4571	1.3
2021-01-21T16:20:564	89.6	2.1	0	155	75.4	4885	1.3
2021-01-21T17:28:564	89	2	0	155	73.3	4802	0.4
2021-01-21T18:36:444	87.7	2.1	0	157	71.3	4741	1.1
2021-01-21T19:44:324	90.2	1.9	0	155	72.9	4841	1.3
2021-01-21T20:52:084	90.2	2.1	0	159	74.1	4871	1.4
2021-01-21T21:59:444	91.2	2.5	0	162	74.5	4882	1.4
2021-01-21T23:07:204	96.5	1.7	0	167	79	5114	1.4
2021-01-22T00:14:564	94.7	2.1	0	170	77	5007	1.4
2021-01-22T01:22:444	93.1	2.6	0	175	74.1	4878	1.5
2021-01-22T02:30:314	93.6	2.2	0	178	74	4911	1.5
2021-01-22T03:38:314	91.6	2.7	0	178	73.8	4910	1.6
2021-01-22T04:46:324	91.3	2.1	0	174	73	4895	1.7
2021-01-22T05:54:434	92.3	2.3	0	175	73.2	4953	1.7
2021-01-22T07:02:554	88.7	2.2	0	171	73	4858	1.7
2021-01-22T08:11:204	92.7	2.5	0	169	76	5042	1.7
2021-01-22T09:19:434	92.3	2	0	168	77.2	5037	1.7

(a) DGA-Ergebnisse



(b) Interpretation

Abbildung 4. Beispiel zur Illustration der Anwendung des Musters der typischen Gaszusammensetzung in Abhängigkeit von der Temperatur bei der Interpretation von DGA-Ergebnissen

Ein weiteres graphisches Verfahren ist das Duval-Dreieck, welches am meisten angewendet wird. Wie in [4] dargestellt, ist die Wirksamkeit dieses Verfahren in Vergleich zu anderen Verfahren am höchsten. Es gibt verschiedene Duval-Dreiecke. Für Mineralöle wird im ersten Schritt das Duval-Dreieck 1 verwendet. Das Duval-Dreieck 1 ist in der Abbildung 5 dargestellt.

Bei diesem Verfahren wird im ersten Schritt die Gesamtgaskonzentration T berechnet. Anschließend wird die prozentuale Konzentration für jedes Gas bezogen auf die Gesamtgaskonzentration T berechnet. Nach dieser Berechnung wird der resultierende Punkt mit den Koordinaten (CH₄, C₂H₄, C₂H₂) in dem Duval-Dreieck dargestellt und gemäß der Tabelle 7 bewertet.

$$T = CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2 \quad \text{Formel 1}$$

$$CH_4(\%) = (CH_4/T) \times 100 \quad \text{Formel 2}$$

$$C_2H_4(\%) = (C_2H_4/T) \times 100 \quad \text{Formel 3}$$

$$C_2H_2(\%) = (C_2H_2/T) \times 100 \quad \text{Formel 4}$$

16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19. September 2023, Schweinfurt

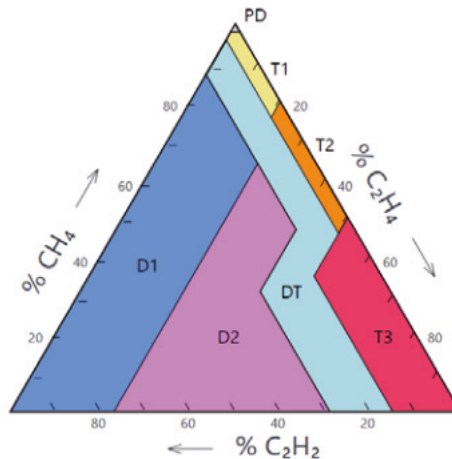


Abbildung 5. Interpretation von DGA-Ergebnissen mit den Duval-Dreieck 1

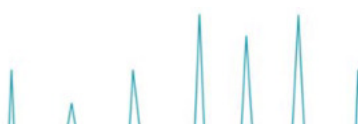
Tabelle 7. Mögliche Ergebnisse aus der Interpretation mit den Duval-Dreieck 1

Abkürzung	Ergebnis der Auswertung
PD	Teilentladung
T1	Thermische Fehler in Öl und/oder Papier unter 300 °C
T2	Thermische Fehler in Öl und/oder Papier über 300 °C
T3	Thermische Fehler mit Temperaturen über 700 °C
D1	Entladungen niedriger Energie
D2	Entladungen hoher Energie
DT	Thermische Fehler oder Entladung

Für Mineralöle können die Ergebnisse aus der Auswertung mit dem Duval-Dreieck 1 anhand von den Duval-Dreiecken 4 und 5 ergänzt werden, um eine präzisere Fehleridentifikation zu erzielen. Die Abbildung 6 zeigt die ergänzenden Duval-Dreiecke.

Wenn über das Duval-Dreieck 1 die Fehlerarten PD, T1 oder T2 diagnostiziert werden, besteht die Möglichkeit, eine tiefere Diagnose anhand von dem Duval-Dreieck 4 durchzuführen. Das Duval-Dreieck 4 ermöglicht eine Unterscheidung zwischen den Fehlern O, S, PD und C. Somit lässt sich einerseits bewerten, ob es sich möglicherweise um Streugase handelt. Andererseits besteht die Möglichkeit zu bewerten, ob der thermische Fehler im Zusammenhang mit einer Karbonisierung des Papiers (C) steht.

Wenn das Duval-Dreieck 1 die thermischen Fehler T1 oder T2 diagnostiziert, kann das Duval-Dreieck 5 für eine tiefere Diagnose anhand des Duval-Dreiecks 5 durchzuführen. Der Hauptvorteil der Anwendung des Duval-Dreiecks 5 ist, dass man die Möglichkeit hat, zwischen den Fehlern T2/T3 in Öl (T3-H), welche i.d.R. nicht so kritisch sind, und dem Fehler C, welcher deutlich kritischer ist, zu differenzieren.



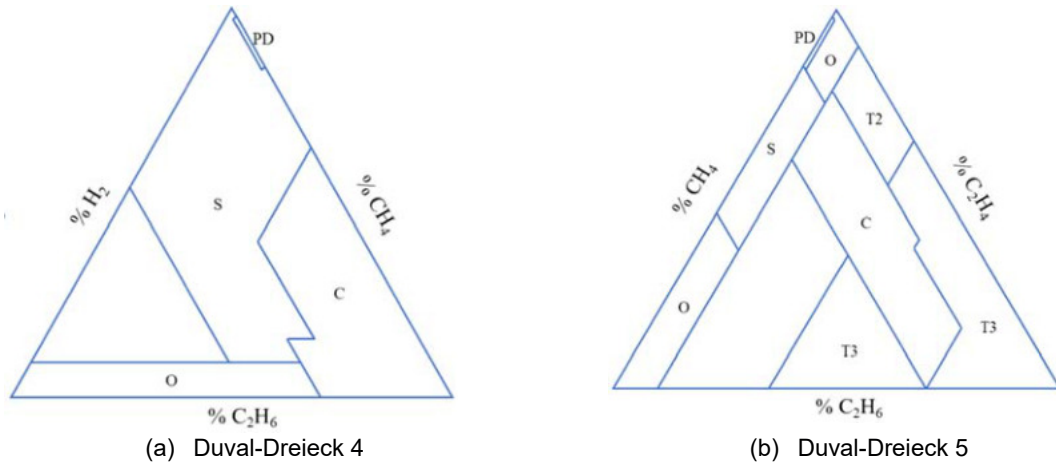


Abbildung 6. Interpretation von DGA-Ergebnissen mit den Duval-Dreiecken 4 und 5

Eine weitere Möglichkeit für die graphische Auswertung ist die Verwendung von Duval-Pentagonen. Für Mineralöle gibt es zwei Duval-Pentagone (Pentagon 1 und Pentagon 2), die für die Interpretation verwendet werden können. In der Abbildung 7 sind diese Diagramme dargestellt.

Die Pentagone verwenden Wasserstoff und vier Kohlenwasserstoff-Gase (Ethan, Methan, Ethen, Ethin). Der Hauptvorteil der Anwendung der Pentagone ist, dass im Vergleich zum Duval-Dreieck mit einem einzelnen Diagramm mehr Fehlertypen diagnostiziert werden können. Aber grundsätzlich liefern die Pentagone und die Duval-Dreiecke vergleichbare Auswertungen.

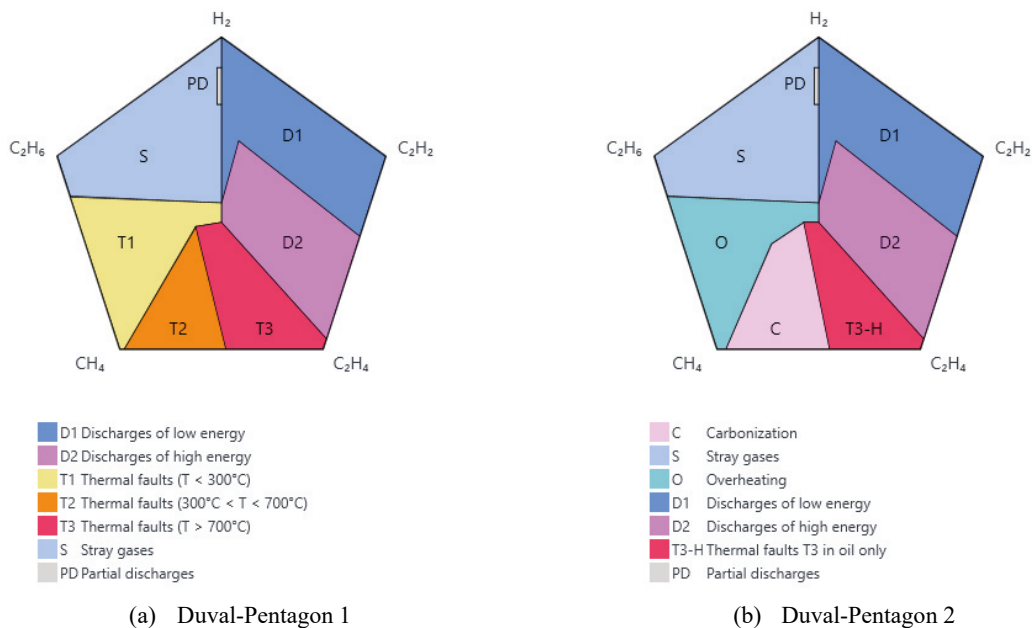


Abbildung 7. Interpretation von DGA-Ergebnissen mit den Duval-Pentagonen 1 und 2

3 ANWENDUNGSFÄLLE

3.1 Anwendungsfall 1: Alter Netzkuppler zum Ende seiner Lebensdauer

Dieses Anwendungsbeispiel illustriert den Mehrwert der Installation eines Online Monitoringsystems zur Überwachung eines alten Transformators, welcher im Jahr 1958 gebaut wurde. Es handelt sich um einen 100 MVA Netzkuppler. Während den ersten 50 Jahren wurde der Transformator ohne erwähnenswerte Auffälligkeiten betrieben. Erst im Jahr 2010 wurden Auffälligkeiten bei den periodischen DGA-Untersuchungen festgestellt. Zwischen 2010 und 2013 blieben die Gaskonzentrationen mehr oder weniger stabil. Ende 2013 führte ein unbekanntes Ereignis dazu, dass innerhalb weniger Wochen der Ethin-Gehalt von 35 ppm auf 100 ppm anstieg. Das war für den Betreiber sehr alarmierend. Eine erste Interpretation der DGA-Ergebnisse deutete damals darauf hin, dass es sich wahrscheinlich um einen thermischen Fehler im Öl von hoher Temperatur handelte, bei dem die Papierisolation nicht beteiligt war. Aufgrund der Tatsache, dass bei der Gaskonzentration von CO, CO₂ und C₂H₄ kein erwähnenswerter Anstieg zu verzeichnen war, wurde angenommen, dass die Papierisolation nicht involviert war. Es wurde entschieden, dass der Transformator weiter betrieben wird, allerdings wurde die Häufigkeit der DGA-Untersuchungen erhöht. Die Ergebnisse der DGA-Untersuchungen zeigten, dass sich die Gaskonzentration stabilisierte. Bis Ende 2017 wurde kein signifikanter Anstieg der Gasbildungsrate festgestellt. Ende 2017 führte wieder ein unbekanntes Ereignis zum auffälligen Anstieg der Gaskonzentrationen. Die Werte stabilisierten sich ebenfalls wieder. Im Herbst 2018 wurde der Transformator auf eine andere Umspannanlage versetzt. Vor der Inbetriebnahme wurde eine Entgasung durchgeführt, um die DGA-Geschichte des Transformators weitestgehend zu löschen. Im Mai 2019 wurde eine weitere Auffälligkeit bei den DGA-Ergebnissen festgestellt. Ein kontinuierlicher Anstieg der Gaskonzentration wurde beobachtet und aus diesem Grund wurde entschieden, den Transformator außer Betrieb zu nehmen, um eine detaillierte Inspektion zur Aufklärung der Ursache der auffälligen DGA-Werte durchzuführen. Anhand einer Endoskopie wurde das Aktivteil des Transformators bewertet. Leider lieferten die Ergebnisse der Endoskopie keine Hinweise auf die Ursache des Fehlers. Der Transformator wurde wieder zugeschaltet. Um die thermische Belastung zu reduzieren, wurde keine Last an die Tertiärseite des Transformators zugeschaltet. Die Gaskonzentrationen blieben bis Oktober 2019 relativ niedrig und stabil. Anfang Februar 2020 wurde wieder eine Endoskopie durchgeführt. Dieses Mal wurden Anzeichen von Karbonisierung festgestellt (siehe Abbildung 8).



Abbildung 8. Endoskopische Untersuchung des Transformators im Februar 2020

Nachdem klare Anzeichen für das Vorhandensein von Karbonisierung, anhand von der Endoskopie entdeckt wurden, war für den Betreiber klar, dass der Weiterbetrieb des Transformators nur unter bestimmten Voraussetzungen möglich wäre. Man muss in der Lage sein, die Evolution der

Gaskonzentration zu überwachen. Aus diesem Grund wurde entschieden, im Oktober 2019 ein DGA Online Monitoringsystem zu installieren. Die Installation des Monitoringsystems was so gedacht, dass der Transformator weiter betrieben werden kann, bis der Transformator durch einen anderen Transformator ersetzt wird. Die Ergebnisse der DGA-Überwachung sind in der Abbildung 9 dargestellt. Es wurde interessanterweise festgestellt, dass die Gaskonzentration stufenweise ansteigt. Das deutete darauf hin, dass es sich um sukzessive Ereignisse handelte, die wiederum für den stufenförmigen Anstieg zuständig waren. Anfang 2020 zeigten die Ergebnisse des DGA-Monitors, dass die Gasbildungsraten sich erhöhten, und ab diesem Zeitpunkt wurde ein kontinuierlicher Anstieg der Gaskonzentrationen festgestellt. Diese Auswertung war ein klares Anzeichen für das Vorhandensein eines Fehlers, welcher im Laufe der Zeit immer kritischer wurde. Dieses Mal haben sich die Werte nicht wieder stabilisiert. Demensprechend war das Risiko für das Auftreten eines katastrophalen Fehlers des Transformators für den Betreiber zu groß, sodass der Transformator im Februar 2020 außer Betrieb genommen wurde.

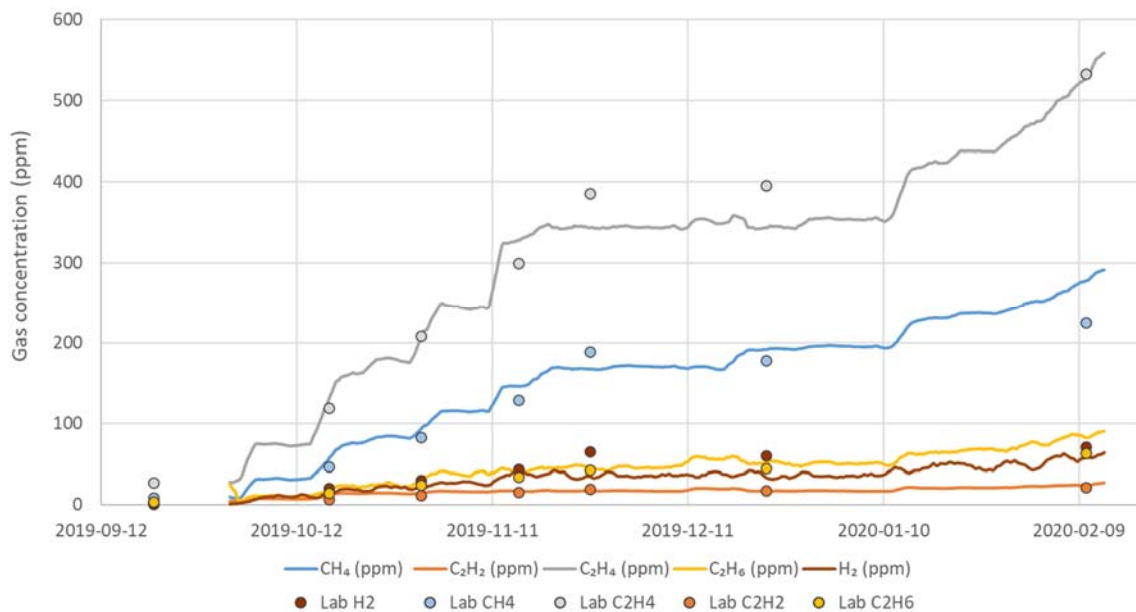


Abbildung 9. Zeitlicher Verlauf der Gaskonzentration relevanter Gase – Anwendungsfall 1

Die Ergebnisse von diversen DGA-Untersuchungen des Online Monitors im Zeitraum von Oktober 2019 bis Februar 2020 wurden mit der Verwendung des Duval-Dreiecks 5 bewertet. Der Fehler T3 wurde diagnostiziert.

% CH ₄	% C ₂ H ₄	% C ₂ H ₆	Fault	Color	Date
16.1	77.4	6.5	T3		2019-10-03
27.5	62.5	10.0	T3		2019-10-15
29.2	63.1	7.7	T3		2019-10-30
29.2	62.1	8.6	T3		2019-11-11
29.5	63.4	7.1	T3		2019-12-16
32.6	59.1	8.2	T3		2019-12-20
32.5	58.7	8.7	T3		2020-01-10
32.2	58.9	9.0	T3		2020-01-17
31.0	59.4	9.7	T3		2020-02-13

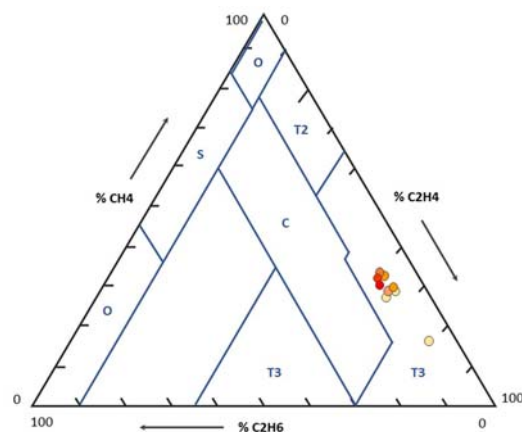


Abbildung 10. Anwendung des Duval-Dreieck 5 zur Interpretation des Anwendungsfalls 1

Um Erkenntnisse über den Fehler zu gewinnen, wurden eine Post-Mortem-Analyse durchgeführt. Die einzelnen Komponenten des Aktivteils wurden inspiziert. Im Bereich der Papierisolation wurden keine Anzeichen von thermischen Fehlern beobachtet. Es wurden allerdings klare Anzeichen von thermischen Fehlern im unteren und mittleren Bereich von Platzhaltern aus Holz, welche sich im Bereich des Kerns befanden, entdeckt. Weitere Anzeichen von thermischen Fehlern an verschiedenen Stellen wurden ebenfalls festgestellt. Das bestätigt die Ergebnisse der Online-Überwachung, aus der ersichtlich war, dass mehrere Ereignisse stattfanden.



(a) Anbringung der Platzhalter im Kernbereich



(b) Karbonisierung auf der inneren Oberfläche der Platzhalter aus Holz

Abbildung 11. Darstellung der Fehlerstelle

Aus diesem Anwendungsfall lässt sich zusammenfassen, dass ein Online Monitoringsystem eine sehr gute Datengrundlage liefert, um die Interpretation der DGA-Ergebnisse deutlich zu erleichtern. Darüber hinaus zeigt dieses Beispiel auch, wie sogar ein fehlerbehafteter Transformator dank der kontinuierlichen Überwachung sicher betrieben werden kann.

3.2 Anwendungsfall 2: Sich schnell entwickelnder Fehler eines 20 Jahre alten Maschinen-Transformators

Bei diesem Anwendungsfall wird die Diagnose eines sich schnell entwickelnden Fehlers an einem 20 Jahre alten 100 MVA Maschinen-Transformator erläutert. Der Transformator wurde über mehrere Jahre stabil und ohne Auffälligkeiten betrieben, bis irgendwann Übertemperaturprobleme festgestellt worden sind. Es wurde versucht, durch eine Verbesserung des Kühlsystems das Übertemperaturproblem in den Griff zu bekommen. Es ließ sich nicht vermeiden, dass der Gasgehalt des Transformators weiter angestiegen ist. Um diese Problematik näher beobachten zu können, hat der Betreiber entschieden, ein Online Monitoringsystem zu installieren.

Das Monitoringsystem war vier Jahre in Betrieb. Die Messwerte der DGA-Überwachung waren während dieser vier Jahren nahezu stabil. Bis im Oktober 2021 ein klarer Anstieg bei der Gasbildungsrate folgender Gase beobachtet wurde: CH₄, C₂H₄, C₂H₆, H₂ und C₂H₂. Weder bei CO noch bei CO₂ wurden erwähnenswerte Änderungen festgestellt.

Am Freitag, den 16.10.2021 erhielt den Betreiber einen Alarm von Monitoringsystem. Innerhalb von vier Tagen wurden ein Anstieg des Ethin-Gehalts um 34 ppm aufgezeichnet. Darüber hinaus wurde ein

schneller und kontinuierlicher Anstieg anderer Gase (CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , H_2) festgestellt. Dies weist auf das Vorhandensein eines Fehlers hin.

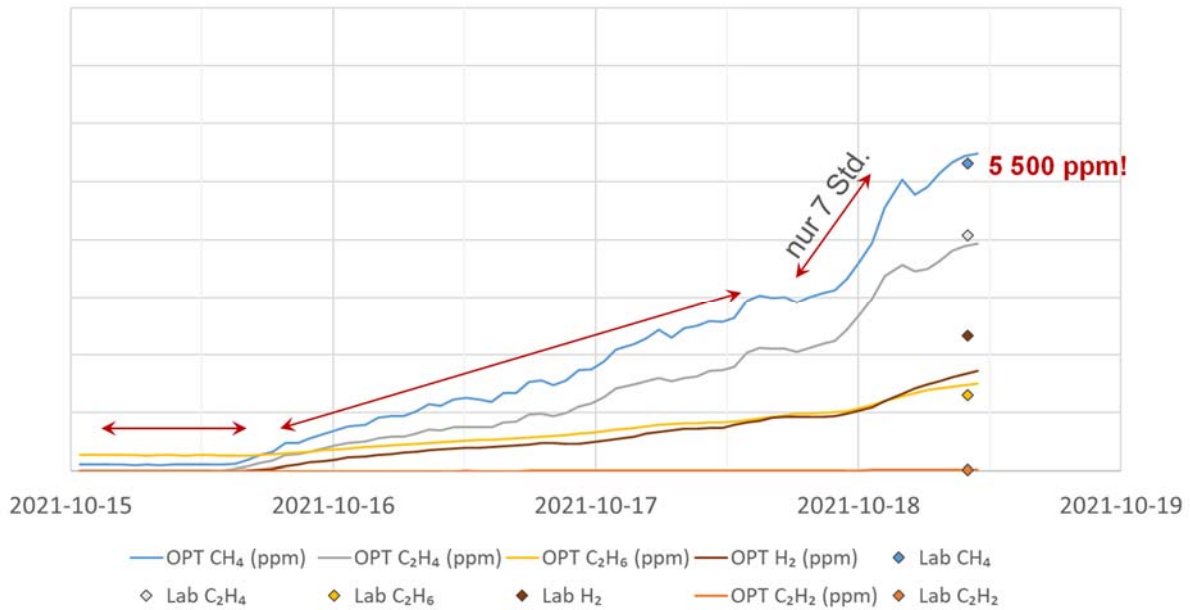


Abbildung 12. Zeitlicher Verlauf der Gaskonzentration relevanter Gase – Anwendungsfall 2

Die Entwicklung des Fehlers lässt sich anhand von dem Duval-Dreieck beschreiben. Ende 2017, zum Zeitpunkt der Installation des Online Monitors, zeigte die Auswertung des Duval-Dreieck 1, dass der Fehler T1 vorhanden ist (siehe Abbildung 13). Im Zeitraum von 16.10.2021 bis 17.10.2021 wanderte das Ergebnis der Diagnose von T1 auf T2. Wie in Abschnitt 2.2.3 erläutert: Wenn beim Duval-Dreieck 1 der Fehler T2 diagnostiziert wird, besteht die Möglichkeit, anhand von den Duval-Dreiecken 4 und 5 eine tiefere Analyse zur Fehleridentifikation durchzuführen. Das Ergebnis der Auswertungen mit den Duval-Dreiecken 4 und 5 ist ebenfalls in der Abbildung 13 dargestellt. Die Auswertung des Duval-Dreiecks 4 zeigt, dass es sich um den Fehler „C“ bzw. Karbonisierung handelt. Das Ergebnis der Auswertung des Duval-Dreiecks 5 bestätigt die Diagnose des Duval-Dreieck 4.

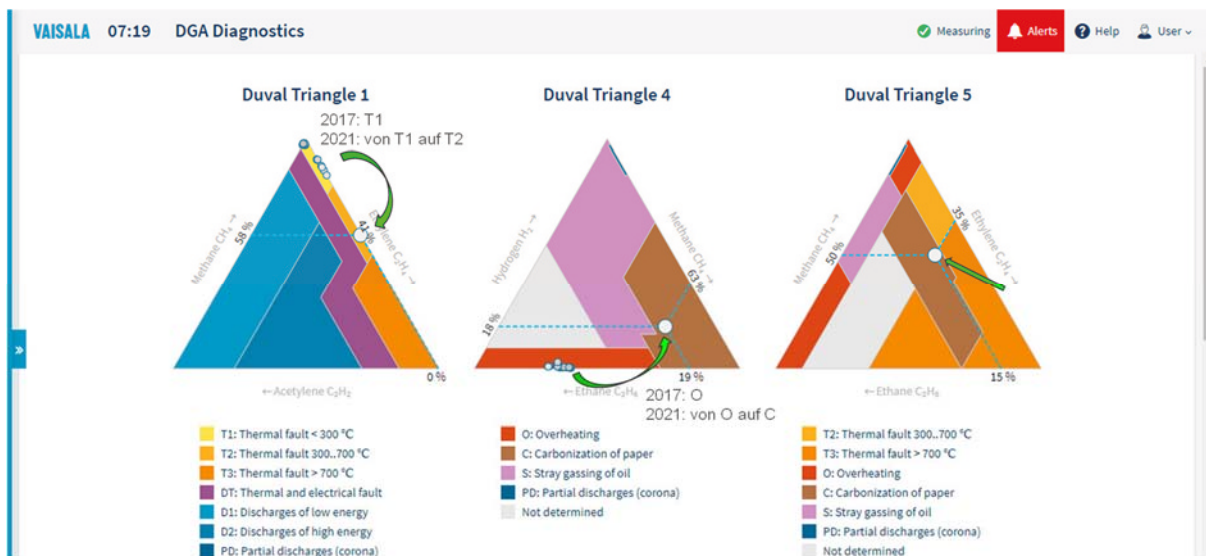


Abbildung 13. Anwendung des Duval-Dreiecke zur Interpretation des Anwendungsfalls 3

Dieses Beispiel zeigt wieder, wie das Vorhandensein einer kontinuierlichen Überwachung einen großen Beitrag zur Interpretation der DGA-Ergebnisse liefert.

3.3 Anwendungsfall 3: Erkennung einer beschleunigten Gasbildung an einem neuen Maschinen-Transformator

Dieses Beispiel illustriert, wie es eine kontinuierliche Überwachung ermöglicht, Auffälligkeiten bei den DGA-Untersuchungen aufzudecken. Es handelt sich um einen neuen Maschinen-Transformator, welcher im September 2018 in Betrieb genommen worden ist. Von Anfang an war der Transformator mit einem Online Monitoringsystem ausgestattet. Der zeitliche Verlauf der Gaskonzentrationen relevanter Gase kann der Abbildung 14 entnommen werden. Obwohl die dargestellten Gaskonzentrationen sowie die resultierenden Gasbildungsraten unterhalb der typischen 90 % Quantil-Werte liegen, lässt sich aus Erfahrung mit der Gasbildung neuer Transformatoren ableiten, dass eine Auffälligkeit vorhanden ist. Es ist darauf zu achten, dass die 90 % Quantil-Werten, die in der Norm IEC 60599 dokumentiert sind, nicht das Alter der Transformatoren berücksichtigt. Daher ist gerade bei neuen Transformatoren die Anwendung von den 90 % Quantil-Werten mit Sorgfalt anzuwenden.

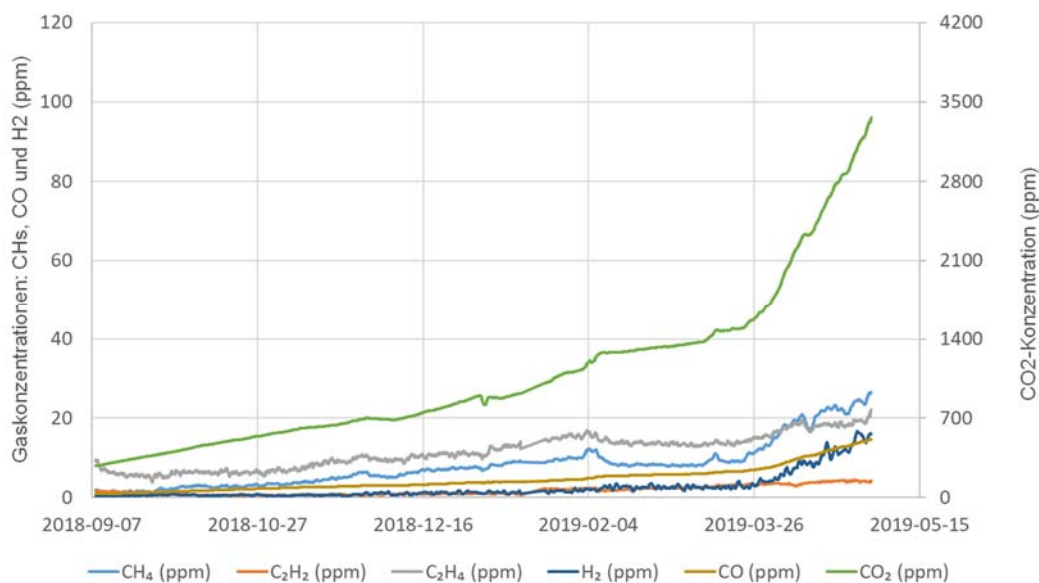


Abbildung 14. Zeitlicher Verlauf der Gaskonzentration relevanter Gase – Anwendungsfall 3

3.4 Anwendungsfall 4: Überwachung der Entgasung und Post-Reparatur-Betrieb eines 400-MVA-Transformators

Dieses Beispiel illustriert den Mehrwert einer kontinuierlichen Überwachung sowohl während der Entgasung als auch nach dem Post-Reparatur-Betrieb eines 400 MVA, 400/110 kV Transformators, welcher mit einem Online Monitor ausgestattet ist.

Der Transformator hatte eine hohe Gaskonzentration, die auf das Vorhandensein eines Fehlers zurückzuführen war. Es wurde entschieden den Transformator reparieren zu lassen und diesen mit einem DGA Online Monitoringsystem auszustatten (siehe Abbildung 15), um sowohl den Entgasungsprozess als auch den weiteren Betrieb nach der Reparatur zu überwachen.



Abbildung 15. Aufstellung des Online Monitoringsystems

In der Abbildung 16 wird der zeitliche Verlauf der Gaskonzentration diverser Gase vor und nach der Entgasung des Transformators dargestellt. Das DGA Online Monitoring Gerät lieferte ca. alle 70 Minuten neue Messergebnisse zum Verlauf des Entgasungsprozesses.

Abbildung 17 zeigt eine Zoom-Darstellung des zeitlichen Verlaufs des Ethen-Gehalts während der Entgasung als auch nach der Zuschaltung des Transformators. Der Abbildung kann entnommen werden, dass nach der Entgasung des Ethen-Gehalts nicht vollständig auf Null gehen, wie man normalerweise nach einer Entgasung erwarten würden. Das liegt daran, dass eine Teilmenge von Ethen, welches im ölprägnierten Papier vorhanden ist, sich im Öl auflöst. Nach der Entgasung treten einige Gase aus dem in Papier imprägnierten Öl wieder aus, da dieses Öl den Prozess nicht durchläuft. Der erwartete Anstieg liegt bei 5-10 % des Niveaus vor der Entgasung, je nach Transformatorbauart.

Nach der Entgasung beträgt den Gasgehalt von Ethen 80 ppm. Der Abbildung 17 kann entnommen werden, dass nach der Zuschaltung des Transformators im November 2015 die Gaskonzentration einen leichten Anstieg aufweist, welcher auf den Gleichgewichtsvorgang zurückzuführen ist. Nach ca. 7 Monaten wird der Gleichgewichtszustand erreicht. Demensprechend bleibt die Gaskonzentration ab diesem Zeitpunkt konstant bei ca. 150 ppm. Dieses Beispiel zeigt, wie der Einsatz eines DGA Online Monitoringsystems sehr hilfreich bei der Überwachung von Entgasungsprozessen ist. Darüber hinaus dient das Online Monitoring als Kontrollmittel zur Verifikation der Wirksamkeit der durchgeführten Reparaturmaßnahmen.

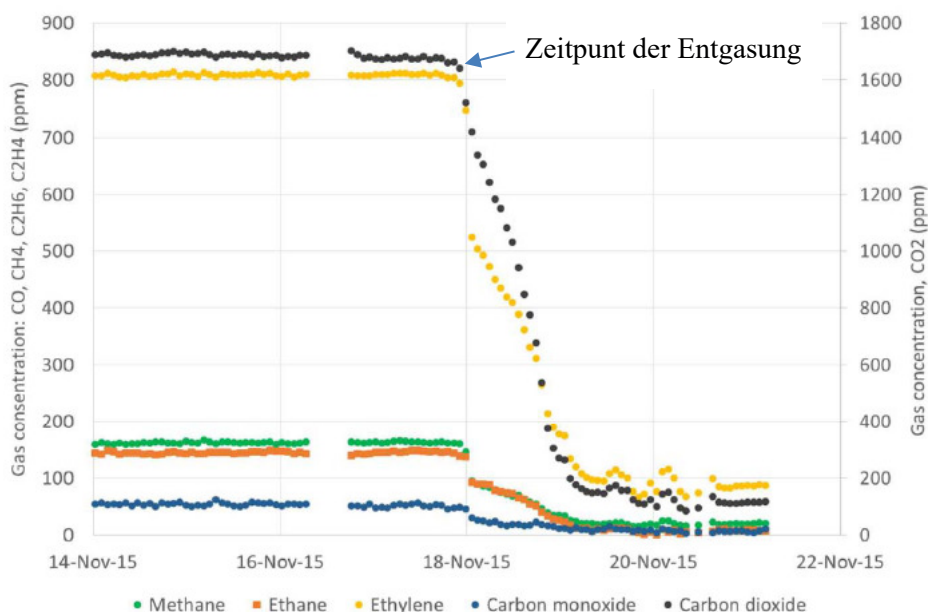


Abbildung 16. Zeitlicher Verlauf der Gaskonzentration vor und nach Entgasung des Transformators



Abbildung 17. Zoom-Darstellung der Veränderung des Ethen-Gehalts unmittelbar nach der Entgasung des Transformators

4 ZUSAMMENFASSUNG

Unabhängig davon, ob es sich um eine Offline DGA- oder um eine Online DGA-Überwachung handelt, muss eine Beurteilung der DGA-Ergebnisse durchgeführt werden. Dafür wird sehr häufig auf die typischen Gaskonzentrationswerte (90 % Quantil-Werte), die in der Norm IEC 60599 dokumentiert sind, zurückgegriffen. Im Falle einer Auffälligkeit werden verschiedene Methoden (Gasquotienten und graphische Methoden) verwendet, um eine Fehleridentifikation (Diagnose) durchzuführen. Die Verwendung von graphischen Methoden (Duval-Dreieck und Duval-Pentagonen) werden bevorzugt, weil die Erfahrung zeigt, dass diese Methoden zuverlässiger sind.

Die beschriebenen Anwendungsfälle illustrieren die Verwendung von DGA-Messungen zur Erkennung von Diagnose von Fehlern. Vor allem wurde der Mehrwert einer kontinuierlichen Überwachung für die Interpretation der DGA-Ergebnisse gezeigt. Auch die Anwendung der Duval-Dreiecke und der Duval-Pentagone wurden bei diesen Anwendungsfälle illustriert.

In Hinblick auf die Interpretation lassen sich folgenden Hinweise festhalten:

- Ein stabiler, selbst hoher Gasgehalt ist in der Regel kein erhebliches Problem. Wahrscheinlich handelt es sich nicht um einen aktiven Fehler.
- Ein relativ niedriger, aber steigender Gasgehalt könnte ein Problem werden. Wahrscheinlich handelt es sich um einen beginnenden Fehler.
- Hochtemperaturfehlgase (Ethin, Ethen) sind ernst zu nehmen. Wenn diese Gase vorhanden sind, ist mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Fehler vorhanden.
- T3-H Hochtemperaturfehler (nur in Öl) ist weniger besorgniserregend als C (Karbonisierung von Papier). Mit der Verwendung von den Duval-Dreiecken 4 und 5 sowie mit der Verwendung des Duval-Pentagon 2 besteht die Möglichkeit, zwischen einem thermischen Fehler in Öl (T3) und Karbonisierung (C) zu unterscheiden.
- Für eine optimale Interpretation der DGA-Daten ist es notwendig, den Transformator und seinen Betriebsverlauf gut zu kennen. Ereignisse in der Vergangenheit beeinflussen die Interpretation. Online Monitoring kann bei der Interpretation sehr hilfreich sein.



16. Transformer-Life-Management Konferenz

18.-19.September 2023, Schweinfurt

5 LITERATUR

- [1] DIN EN 60599: 2016-10 ; VDE 0370-7:2016-10 ; In Betrieb befindliche, mit Mineralöl befüllte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase
- [2] IEEE Std C57.104-2019, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.
- [3] Cigré A2, D1, JWG D1/A2.47 Advances in DGA interpretation
- [4] N.A. Muhamad; B.T. Phung; T.R. Blackburn; K.X Lai, Comparative Study and Analysis of DGA Methods for Transformer Mineral Oil, IEEE Lausanne Power Tech Conference, 1-5 July 2007, DOI: 10.1109/PCT.2007.4538290

Einschätzung des Papierzustandes von Leistungstransformatoren mittels etablierter Verfahren

Sebastian Schreiter^{1,2}, Holger Lohmeyer³, Faouzi Derbel, Peter Werle⁴

¹ HTWK Leipzig, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Institut für Elektrische Energietechnik

² Forschungs- und Transferzentrum Leipzig, e.V.

³ Hitachi Energy Germany AG, Halle/Saale

⁴ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

Einleitung

- Alterung des Papiers bestimmt den Lebensdauerverbrauch
- Als Maß für die Papieralterung gilt der DP-Wert (Papierprobe)
- Dieser kann im Betrieb durch reguläre Messungen jedoch nicht bestimmt werden
- Alterungsmarker nötig

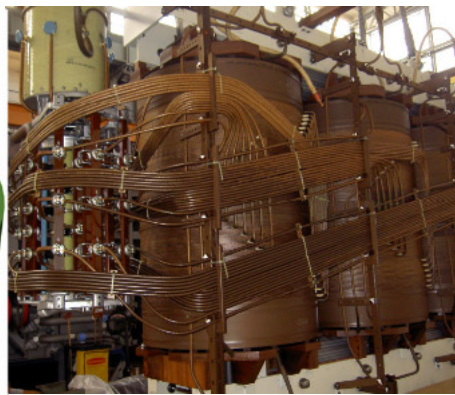
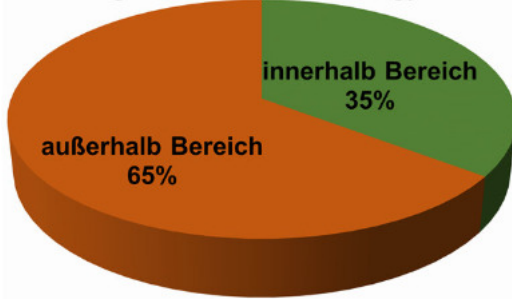
Alterungsmarker

- CO₂/CO
- Furankonzentrationen
- Isolieröleigenschaften
- Neue Marker (z.B.: Methanol)

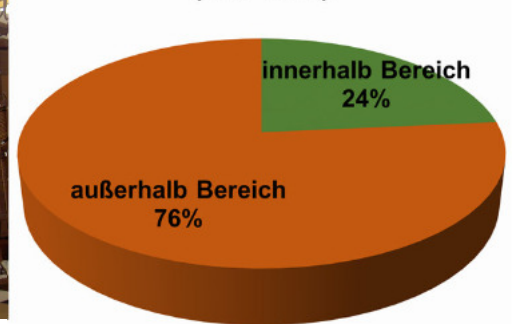
Methode

- Vergleich des DP-Wertes vom Aktivteil (minimaler DP-Wert) mit Alterungsmarkern

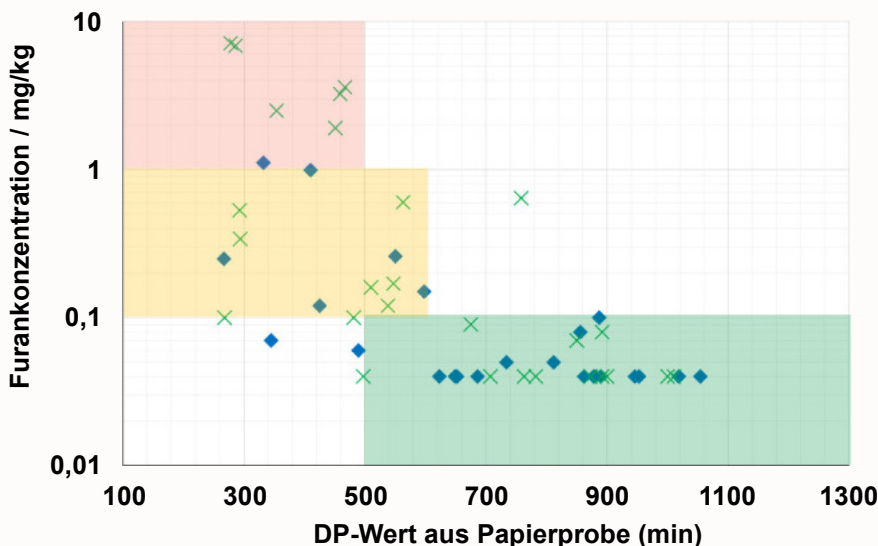
Anteil DP-Wert richtig geschätzt (Chendong)



Anteil DP-Wert richtig geschätzt (de Pablo)

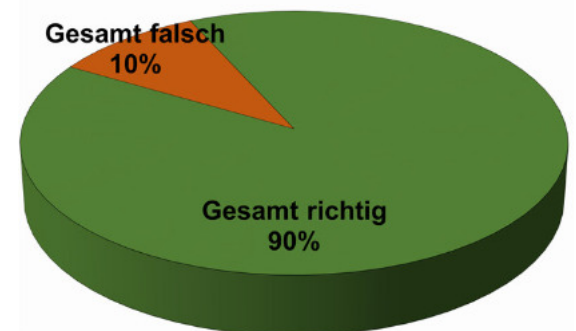


Furankonzentration in Abhängigkeit vom DP-Wert



Furane / mg/ kg	Zu erwartender DP-Wert
< 0,1	> 500
0,1 - 1	< 600
> 1	< 500

Alle Fälle



Zusammenfassung

- Abschätzung des Alterungszustandes des Papiers für Betreiber von elementarem Interesse
- CO₂/CO: nicht geeignet
- Furankonzentrationen (Umrechnungsverfahren) nur ca. 50% der Fälle richtig abgeschätzt
- Isolieröleigenschaften zeigen Zusammenhänge, unterstreichen andere Untersuchungen am Schering-Institut
- Mit Hilfe eines neuen Verfahrens wurde der Bereich des DP-Wertes in 90% der Fälle richtig zugeordnet
- Passend zu Asset Management Strategien (rot/grün/gelb)

Abschätzung des DP-Wertes von Leistungstransformatoren mittels Machine Learning

Prediction of DP-Value of Power Transformers with based on Machine Learning

Achref Abed¹, Holger Lohmeyer³, Peter Werle⁴, Faouzi Derbel^{1,2}

¹ HTWK Leipzig, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Institut für Elektrische Energietechnik

² Forschungs- und Transferzentrum Leipzig, e.V.

³ Hitachi Energy Germany AG, Halle/Saale

⁴ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

Introduction:

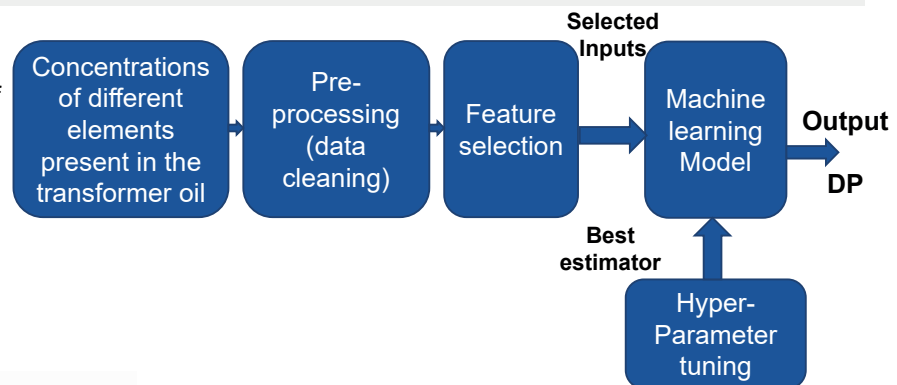
Power transformers are vital and costly assets in electrical systems. It's crucial to predict their aging conditions, particularly the paper insulation. This study investigates using machine learning (ML) to better estimate the DP value, a key aging marker, based on dissolved gas analysis (DGA) and furanic chemical analysis.

State of the art :

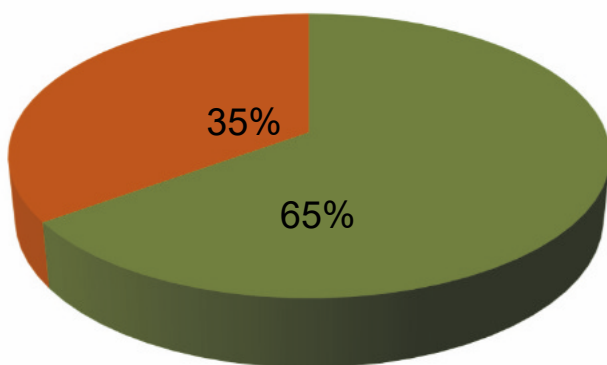
Transformer maintenance and longevity rely on understanding insulation's degradation. DP value, calculated from cellulose's degree of polymerization (DP), reflects insulation condition. Current methods involve furanic analysis, but their limitations urge exploring ML alternatives.

Method:

Results of DP-Samples from active parts of operational aged Power Transformers and results of corresponding results of DGA and SOT were used to train a ML-algorithm to predict the DP-Value. This algorithm was tested with other independent cases. The proportion of correctly estimated cases ($\pm 100\%$) was compared based on the ML-algorithm as well as furans.

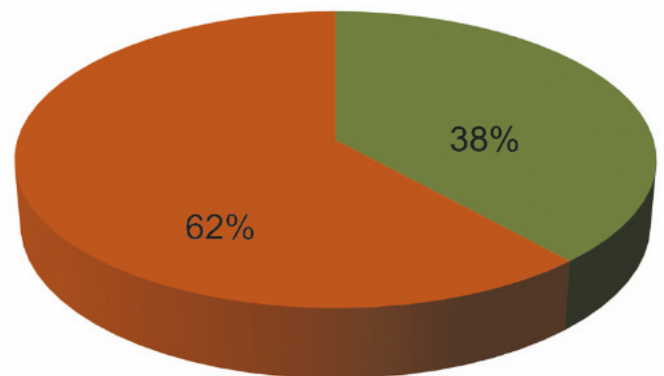


Proportion of correctly estimated cases (ML)



- Difference estimated DP-value - real DP-value less than ± 100
- Difference estimated DP-value - real DP-value more than ± 100

Proportion of correctly estimated cases (Furans)



- Difference estimated DP-value - real DP-value less than ± 100
- Difference estimated DP-value - real DP-value more than ± 100

Conclusion

The study presents a novel approach using machine learning for accurate DP value estimation. By utilizing available data from DGA and SOT, this method demonstrates superiority over furanic analysis. This advancement holds promise for enhancing power transformer condition evaluation, contributing to more efficient maintenance strategies.

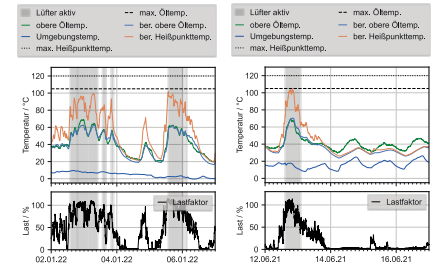
Herausforderung: Dezentrale, volatile Erzeugung bei ungenügendem Netzausbau

Die steigenden Beanspruchungen der Netzbetriebsmittel aufgrund der höheren Netzauslastung lassen sich in drei Kategorien einteilen:

1. Strombelastungen über den Bemessungsstrom I_m hinaus
 2. Häufigerer Betätigung von Schaltern, Kontaktbahnen und anderen beweglichen Bauteilen
 3. Spannungsbelastungen über die maximal dauernd zulässige Spannung U_m hinaus
- Dazu möchte die VDE ETG Task Force „Betriebsmittel im Netz der Energiewende“ diese Fragen beantworten:

- Wie werden die Leistungsflüsse der Erneuerbaren übertragen, obwohl der seit langem nötige Netzausbau fehlt?
- Wie können Jahrzehnte alte Betriebsmittel den neuen Anforderungen gerecht werden?
- Kann die Strombelastbarkeit 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?

Die Task Force erstellt eine Broschüre, die in verschiedenen Formaten veröffentlicht wird.



Windpark-Transformator: Last und Temperatur im Sommer und Winter

Höhere Strombelastbarkeit: Die gesamte Übertragungskette zählt

Transformatoren bis + 60 %

Kabel bis + 40 %

Schraubverbinder

Leistungsschalter bis + 80 %

Freileitungen bis + 140 %

* umgebungsabhängige thermische Belastbarkeiten, abgeleitet aus Nachrechnungen der Temperatureauslegungen

Schlussfolgerungen (vorläufig)

- Jedes betrachtete Betriebsmittel hat Reserven in der Strombelastbarkeit, teils erhebliche (z.B. Freileitung + 140 %), die sich aber unterscheiden
- Höhere Auslastung verlangt ein genaues Verständnis von Erwärmung, Alterung und Ausfallrisiken
- Genaues, zeit- und ortsaufgelöstes Monitoring der Temperaturen wird notwendig
- Monitoring ist Schlüssel für höhere Strombelastbarkeit
- Modelle ergänzen fehlende Messwerte und prognostizieren zukünftige Belastbarkeit
- Diagnose, Monitoring und Asset Management müssen an höhere Auslastung angepasst werden, statistische Modelle der Vergangenheit helfen hierfür wenig
- Für Transformatoren gibt Ölanalyse wichtigste Infos zur Alterung
- Bei Freileitungen altern insbesondere die Seilverbinder
- Schaltanlagen lassen sich gut mit IR-Thermographie überwachen
- Einsatz dynamischer Strombelastbarkeit statt statischer, starrer Normwerte
- Kurative Betriebsführung mit dynamischer Risikobewertung
- Innovationshemmnis EnWG: § 49 „Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik“ führt zur Zurückhaltung bei neuen technischen Ansätzen

An dieser Stelle bitten wir um Ihre Meinung!

- Werden für Sie als Netzbetreiber relevante Fragen bearbeitet?
- Gibt das Dokument Antwort auf Ihre Fragen?
- Halten Sie die Ergebnisse für praktisch umsetzbar?
- Haben Sie Tipps fürs breite Bekanntmachen?

Einfluss der Herstellungsparameter auf die dielektrischen Eigenschaften eines Verbundstoffes für den Einsatz in gewickelten Trockentransformatoren

Javier Torres¹, Laureen Stahl¹, Peter Werle¹

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

Kurzfassung

Transformatorspulen, die mittels des Faserwickelverfahrens (FW) hergestellt werden, bei dem verstärkende Mineralfaserfilamente mit einem organischen Harz imprägniert werden, weisen eine höhere mechanische Robustheit als vergossene Spulen (VCC) auf. Aufgrund des hohen Anteils an Verstärkungsmaterial können die Spulen höheren mechanischen Belastungen standhalten und weisen einen geringen Anteil an brennbarem Material auf. In diesem Beitrag wird der Einfluss unterschiedlicher Varianten des Herstellungsprozesses auf das dielektrische Verhalten eines Verbundstoffes für den Einsatz in Trockentransformatoren untersucht, die mit dem Faserwickelverfahren hergestellt werden.

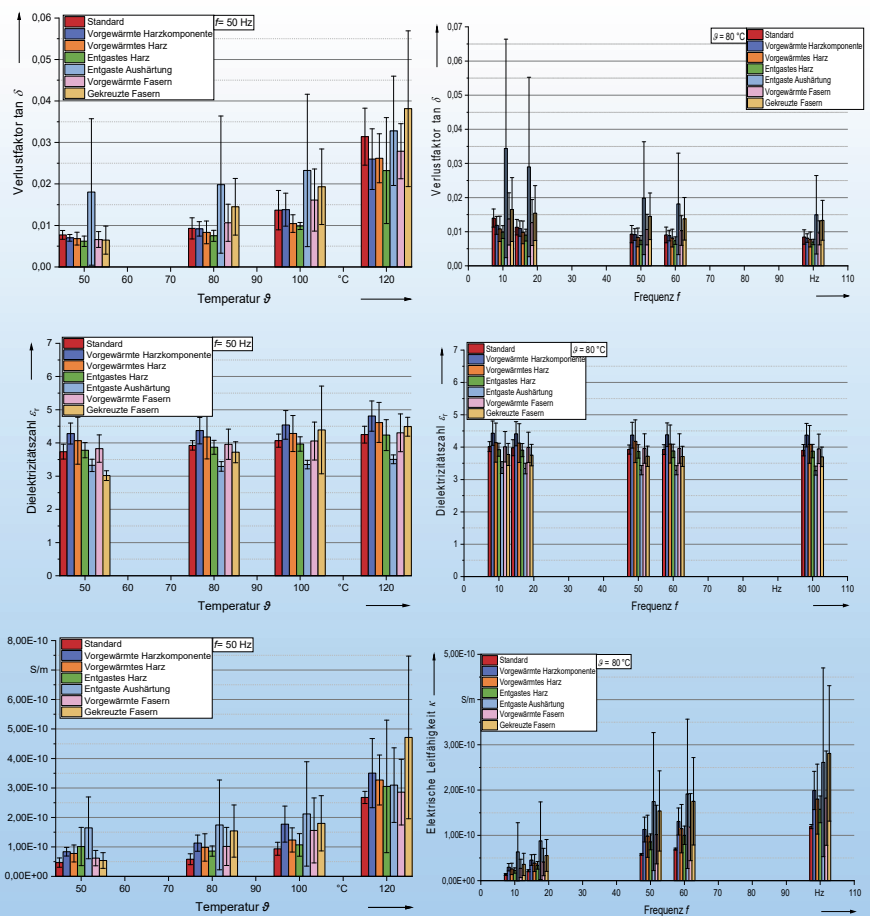
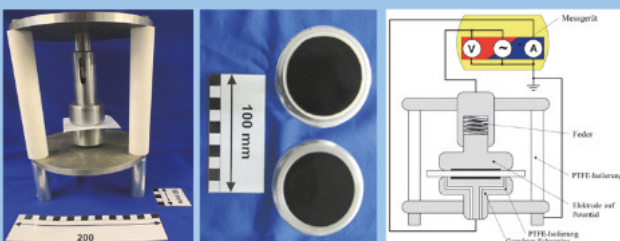
Prüfkörper

- Spulen als Testobjekt sind kostenintensiv
- Flache Prüfkörper sind geeigneter, reproduzierbar und günstiger herzustellen
- Herstellungsparameter sind einfach zu verändern und zu kontrollieren



Zu untersuchende Herstellungsparameter

- Standardverfahren (keine Änderungen)
- Vorwärmen der Harzkomponente (getrennte Komponenten)
- Vorwärmen des Harzes (gemischt)
- Entgasen (Vakuumieren) des Harzes
- Aushärten unter Vakuum
- Vorwärmen der Glasfasern
- Änderung der Faserrichtung (Kreuzen der Fasern)



Ergebnis

Die Ergebnisse zeigen, dass der Verlustfaktor $\tan \delta$ über die Temperatur im Bereich der typischen Betriebstemperaturen (50 °C bis 120 °C) bei einer Frequenz von 50 Hz für alle geprüften Materialien exponentiell ansteigt. Mit zunehmender Frequenz konnte eine Verringerung des Verlustfaktors beobachtet werden. Das Material, das mit Harz hergestellt wurde, das zuvor als Gemisch entgast wurde, zeigte zufriedenstellende Ergebnisse in Bezug auf den Verlustfaktor. Im Gegensatz dazu zeigte die Aushärtung unter Vakuum, ein übliches Verfahren bei Spulen, die im Vakuumgussverfahren hergestellt werden, schlechte Ergebnisse mit höheren Werten des Verlustfaktors. Auch bei der Dielektrizitätszahl ϵ_r sind Unterschiede zwischen dem Standardmaterial und dem mit anderen Produktionsparametern hergestellten Material sowie dem Material, das mit einer vollständigen Aushärtung unter Vakuum hergestellt wurde, festzustellen. Die elektrische Leitfähigkeit κ nimmt bei allen Materialien mit der Temperatur zu und zeigt, insbesondere bei dem Material mit vollständiger Aushärtung unter Vakuum, eine hohe Variabilität. Was die Frequenzabhängigkeit betrifft, so ist eine Zunahme mit der Frequenz zu beobachten.

Entwicklung einer infrarotbasierten Sensorik zur Identifizierung von Säuren im Papier

Büsrä Özdemir¹, Yunfei Wang¹, Peter Werle¹

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

Motivation

Der Zustand der Wicklungsisolation ist entscheidend für die Lebensdauer des Transformators. Im Allgemeinen wird in der Transformator Diagnostik der Säuregehalt (TAN) des Öls in mg KOH/g bestimmt. Die TAN liefert eine integrale und indirekte Sicht des Alterungszustandes des Papiers und ist daher kein zuverlässiger Indikator für die Alterung von Papier. Zudem befinden sich eher hochmolekulare Säuren im Isolieröl, wobei niedermolekulare Säuren durch Degradationsprozesse von Zellulose entstehen und auch größtenteils im Papier verbleiben.

Die Bestimmung der Azidität im Papier könnte als zusätzliche Methode zur Zustandsüberwachung verwendet werden.

Vorbereitung

- Alterung von Papierproben zur Entwicklung der Sensoranordnung
 - Spektren zur Auswahl für Wellenzahlen
 - Offener Transformator, 130°C, 15 Wochen
 - Nicht-inhibiertes Öl (A), inhibiertes Öl (C),

C inhomogen	DP-wert	TAN in KOH mg/g
Co-00	1039	0.002
Co-03	437	0.048
Co-04	433	0.050
Co-06	351	0.038
Co-08	284	0.047
Co-10	251	0.055
Co-12	229	0.055
Co-15	226	0.112

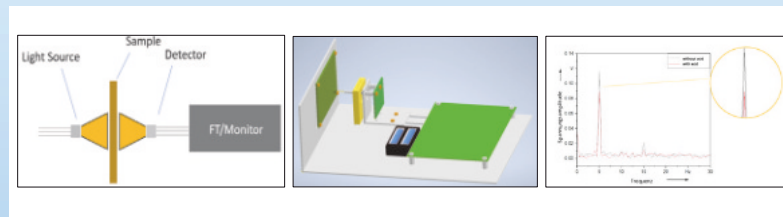
A inhomogen	DP-wert	TAN in KOH mg/g
Ao-00	1039	0.006
Ao-03	705	0.189
Ao-04	629	0.212
Ao-06	555	0.259
Ao-08	442	0.295
Ao-10	453	0.342
Ao-12	411	0.289
Ao-15	389	0.268

Fazit

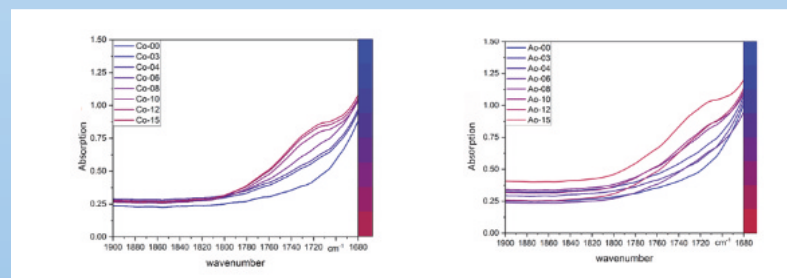
Die Spannungswerte nehmen mit zunehmendem Papieralter ab und die Bestimmung der TAN ist nicht zuverlässig. Die Bestimmung des Säuregehalts im Papier selbst ist jedoch eine sehr zuverlässige und zukunftsichere Methode der Zustandsdiagnose für Transformatoranwendungen. Der nächste Schritt ist die Entwicklung eines Betriebssystems für den Online-Einsatz in einem Transformator.

Sensordesign

- Infrarot-Breitbandquelle als Infrarotstrahler
- Detektor ist ein Pyrosensor mit Filtern
 - Die empfangene Intensität der Strahlung wird in eine Spannung umgewandelt
 - Detektion nur bei Bestrahlungsänderung möglich
 - Bipolare Spannung
- Eine hohe Säurekonzentration sollte signifikante Spannungsamplituden erzeugen
- Papierproben wurden mit Essigsäure behandelt, um zu überprüfen, ob das System aussagekräftige Signale erzeugt

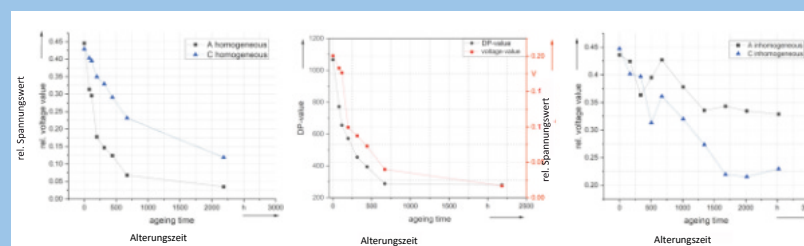


- Die Spektren wurden mit einem FT-IR-Laborgerät aufgenommen
- 2 spezifische Wellenzahlen: 1 für die Säuren, 1 als Referenzsignal



Ergebnis

- Je älter die Papierprobe ist, desto schwächer sind die Sensorsignale
- Der Sensor ist in der Lage, kleine Mengen an Säuren zu erkennen
- Exponentieller Zusammenhang zwischen Spannungssignal und Alterungszeit
- Die Säuremenge im Papier ist proportional zum DP-Wert



Digital Twin - Was ist das eigentlich ?

Digitaler Zwilling am Beispiel des Leistungstransformators

TLM 2023
16. Transformation-LTA-Management-Konferenz

Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje
Fakultät 4 Elektrotechnik & Informatik, Hochspannungslabor, Hochschule Bremen



Motivation

Die im Rahmen der Energiewende notwendige hohe Auslastung von wichtigen Betriebsmitteln, wie dem Leistungstransformator, führt zu höheren Anforderungen an die Überwachung und Wartung dieser hoch belasteten Betriebsmittel. Bei der Optimierung des Transformatorbetriebs kommen Aufgaben zusammen aus den Bereichen:

- Netzbetrieb und Auslastungsmangement
- Assetmanagement und Wartung (auch durch Hersteller)
- Diagnosemöglichkeiten

Der digitale Zwilling (DT) soll unterstützen bei:

- Kostenreduktion
- Effizienz (des Übertragungssystems) erhöhen
- Service (vor Ort) vereinfachen
- Betriebssicherheit
- Lebensdauer abschätzen
- Resilienz des Transformators und des Übertragungssystems
- Entscheidungsfindung unterstützen

Optimierung erfolgt mit mathematischem Ansatz (klassisch):

1. Aufstellen aller Abhängigkeiten von den beobachtbaren Größen (Variablen)
 2. Ableiten des Gleichungssystems und zu "0" setzen,
 3. Lösen des Gleichungssystems und lokales oder globales Optimum prüfen
- Alternativer Ansatz: Simulation, oder trainierte KI-Systeme (Neuronale Netze)

Definitionen

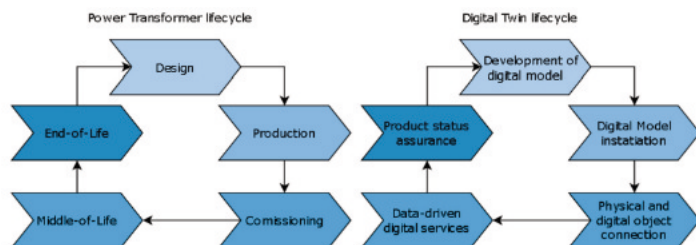
Manchmal fälschlicherweise synonym verwendet wird unterschieden zwischen:

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

Lebenszyklen Transformator und digitaler Zwilling



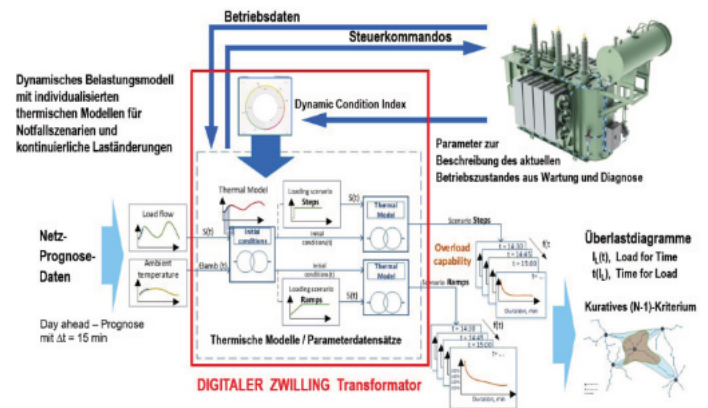
Digital Twin ist Teil von Industrie 4.0

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

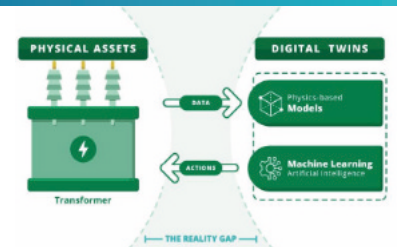
Konzepte des Digital Twin können das vermindern

Digitaler Zwilling (aus etg-Studie DZiNE, 2023, S.27)



CIGRE JWG A2/D2.65

Abschluss JWG: Ende 2025
Leitung der JWG: P. Picher
Aufgabe: diverse CIGRE-Aktivitäten zusammenfassen
Ziel: CIGRE-Broschüre



Aufgaben der Implementierung

- Terminologie (vermeidet unterschiedliches Verständnis)
- Standardisierung (Langsamkeit: viele lokale Standards)
- Zusammenarbeit (fairer Umgang mit Daten, IP-Schutz)
- Reifegrad (Technische Weiterentwicklung mit Priorität)
- Prüfung und Validierung (Extrapolation mit Vorsicht)
- Automatisierung (Schwerpunkt zumeist bei Datenaustausch und Analyse)

umfangreiche Sensorik und Digital Twin

- große Anzahl unterschiedlicher Sensoren erforderlich
 - Elektrische Werte
 - Temperaturen
 - TE
- Vibration (auch Zusatzgeräte)
- Physikalische Modelle erlauben gegenseitige Redundanz

- **Digitale Zwillinge sind Teile digitaler Prozesse**
- Optimierung und KI erfordern mathematische Beschreibung

Zusammenfassung

- digitale Zwillinge von Leistungstransformatoren sind Teil der Weiterentwicklungstrategie von Assetmanagement, Diagnose und Wartung
- eine große Zahl von unterschiedlichsten physikalischen Sensoren, die auch redundant sein dürfen.
- Kennzeichnend für den Digital Twin ist die bidirektionale kontinuierliche Verbindung in Echtzeit zwischen physikalischen und virtuellem Raum
- Digital Twins können in unterschiedlichen Komplexitätsstufen gebildet werden und ermöglichen gemeinsam den digitalen Prozess der transformierten Energieversorgungsaufgaben
- Nationale und internationale Gremien arbeiten intensiv an diesem neuen Forschungsfeld in der Energieversorgung aller Netzebenen
- Für die Transformatoren und deren optimierte Betriebsweise ist weitere intensive Forschungsarbeit erforderlich.

Untersuchung eines Online-Fehlgas-Überwachungssystems für hermetisch verschlossene Leistungstransformatoren

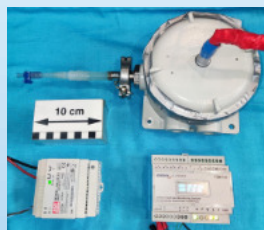
Behnam Balali¹, Mohammad Akbari Azirani¹, Moritz Kuhnke¹, Peter Werle¹, Asghar Akbari Azirani², Wolfgang Sorgatz³

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme
 Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut
² Electrical Department of K.N. Toosi University of Technology, Tehran, Iran
³ Energy Support GmbH

Kurzfassung

Für die Zustandsüberwachung von hermetisch verschlossenen Leistungstransformatoren wurde ein neues kompaktes und kostengünstiges Online-Überwachungssystem als Alternative zu DGA- und GC-Methoden vorgeschlagen.

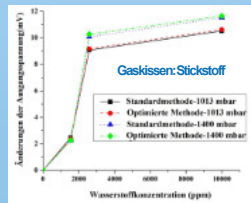
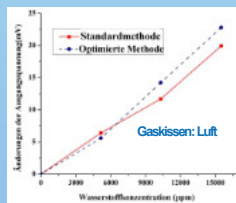
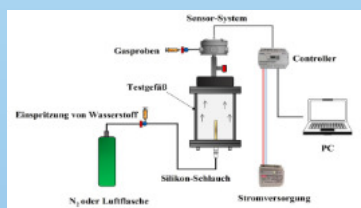
Überblick des Überwachungssystem



Das vorgeschlagene neue Online-Überwachungssystem basiert auf einem integrierten Sensorsystem, das in einem Aluminium-Gehäuse platziert ist. Dieses Online-Überwachungssystem verfolgt kontinuierlich die Konzentration der Fehlgase im Gaspolster und erkennt die Fehler im Isolationsystem.

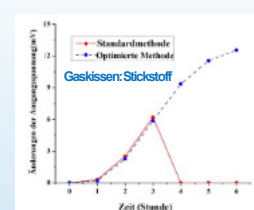
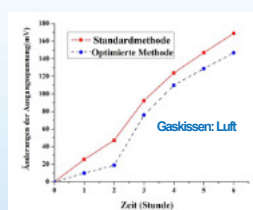
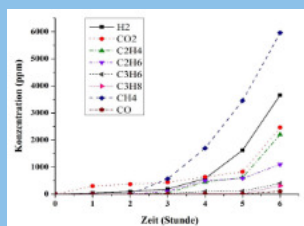
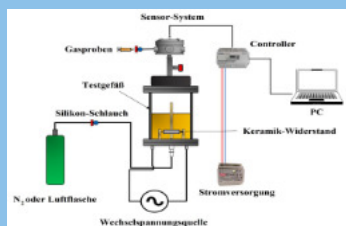
Kalibrierung

Um das Verhalten des Überwachungssystems bei Erhöhung der Wasserstoffkonzentration zu untersuchen, wurde die hermetische Transformatorumgebung mit einem gasdichten Testgefäß simuliert.



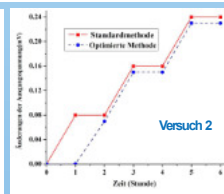
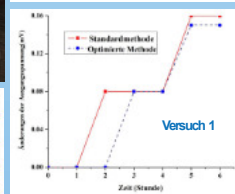
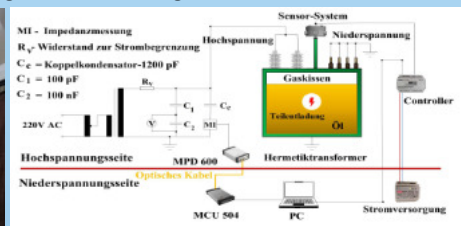
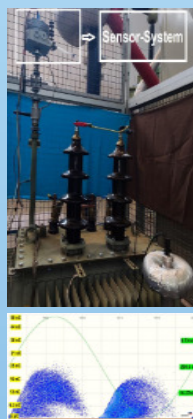
Simulation eines thermischen Fehlers

Mittels eines Hot-Spots in der Flüssigkeitsisolierung im gasdichten Testgefäß wurde ein thermischer Fehler simuliert und die Ergebnisse des Online-Überwachungssystems wurden untersucht.

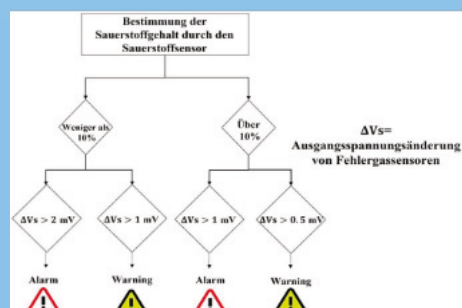


Messungen an einem Hermetiktransformator

Um das vorgeschlagene Überwachungssystem in einer realen Umgebungssituation zu untersuchen, wurde ein Hermetiktransformator verwendet. Dann wurde der TE-Fehler in der Flüssigkeitsisolierung dieses Transformators einmal 7 Stunden lang mit einer scheinbaren Ladung von 7 nC (erster Versuch) und das zweite Mal 6 Stunden lang mit einer Ladung von 13 nC (zweiter Versuch) simuliert. Die Gaschromatographie zeigte bei der ersten Versuch eine Wasserstoffkonzentration von 108 ppm, und das Online-Überwachungssystem zeigte einen Wert von 120 ppm an. Es zeigte also eine gute Performance bei der Detektion von Fehlern und der Bestimmung der Wasserstoffgaskonzentration.



Interpretation der Ergebnisse des Überwachungssystems



The possibility of fast arc detection using fiber optic sensor in transformers

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

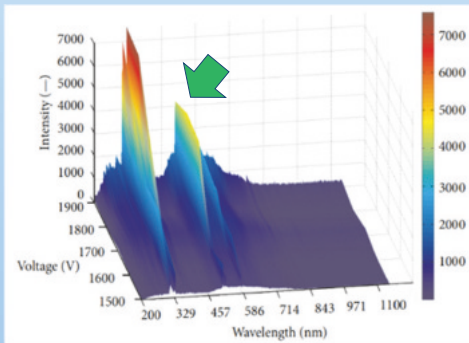
² Electrical Engineering Department, K.N. Toosi University of Technology, Tehran, Iran

Abstract

A new sensor is introduced to quickly detect the arc light inside the transformer. This sensor is designed using an optical cable and it has the capability to identify the arc faults in oil. The required time to detect fault is 20 μ s using the new designed optic system and it provides the possibility to recognize it before increasing the pressure inside the transformer tank.

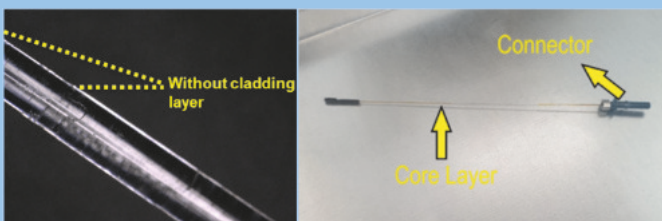
Arc in transformers

- An arc emits electromagnetic waves in the form of ultraviolet (UV) as well as visible light and UV light has more energy than visible light
- The oil absorbs the UV light and this wavelength does not penetrate very well inside the oil
- Therefore, the focus is on visible light detection



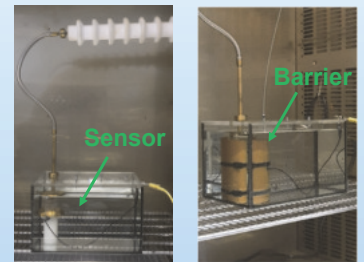
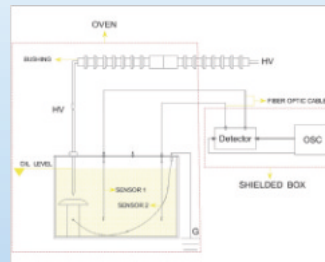
Fiber optic sensor

- By removing protective and cladding layers of fiber optic cable, the cable core is sensitive to arc light
- The refractive index of the optical cable core is close to the refractive index of the transformer oil, and it provides the potential to enter light inside the cable core
- Thus, an optical sensor is designed to recognize arc light



The Setup

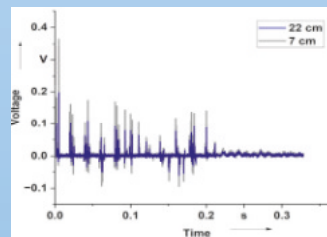
- Two sensors are placed at a distance of 7 and 22 cm from the electrodes and the signal is transmitted to the detector through an optical cable
- The detector has two channels with two photodiodes which are part of a transimpedance circuit
- The system is shielded against electromagnetic noises
- In this experiment, the effects of the barrier, temperature, and ageing are also investigated



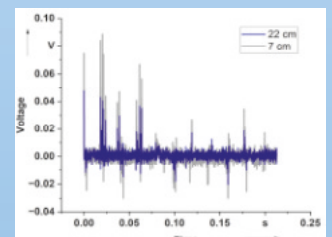
The results

- The sensor was able to detect the arc well even in aged oil, but the signal decreased at higher temperatures
- The effects of barrier and distance changes were more than oil quality
- Such a system might prevent explosions and other dangerous consequences in the future

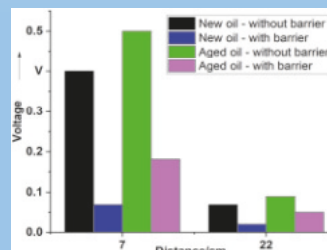
Without barrier at 20°C



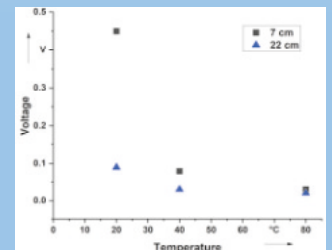
With barrier at 20°C



Signal in different conditions at 20°C



Temperature influence



Case study by comparing PD failures on power transformers with prepared test cases

HITACHI
Inspire the Next

 Hitachi Energy

O. Derigs, P. Werle

In corporation between

Leibniz Universität Hannover, Institute of Electric Power Systems (IfES)

and Hitachi Energy Business Unit Transformers - Service

oliver.derigs@hitachienergy.com

11
102
1004

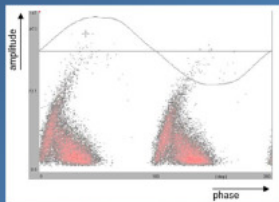
Leibniz
Universität
Hannover

Introduction

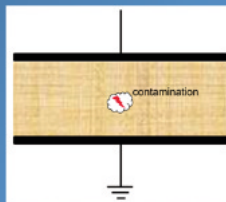
Partial discharge measurement is a standard measurement used for electrical testing of high voltage equipment. In this case it is intended to compare measurements in different conditions of high voltage power transformers and reactors. The selection of the test units will be based on the incoming repair cases of the Transformer repair workshop in Halle(Saale). However, the selection will be limited to those cases where the complete oil of the unit needs to be drained and the active parts needs to be separated.

Motivation

There are many standards and procedures in the standards and research papers on the measurement methods and the available equipment that is used for partial discharge (PD) testing. In addition, there are also very good examples for different interpretation methods of PD pattern.



Picture 1: Example for a measured PD pattern of non conducting material with surface interaction and no contact to an electrode.



In simple and rare cases this is enough to develop further conclusions on locating the defect/source of the PD. Unfortunately for complex high voltage equipment such as high voltage power transformers and reactors there are many cases of multiple PD sources with various intensity. Therefore, the interpretation and as well the localization becomes more difficult.

If the PD signal is above the maximum allowed level (could be defined by i.e. international standard and/or customer specification) the source needs to be eliminated and the unit to be retested to prove effectiveness of the repair.

If the signal is not clear enough and the localization is not precise enough the selection of material to be repaired or inspected is hard to define and the scope could variate a lot even with good precision.

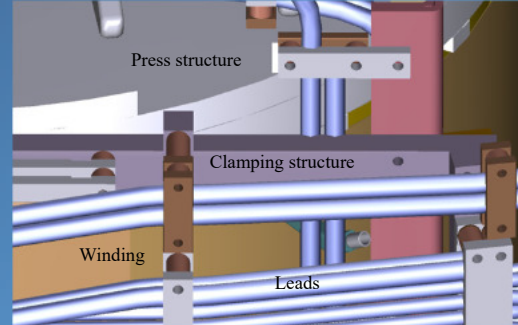
Example:

Located PD signal is close to the lead out area of a high voltage winding and close to the upper press structure of the winding block. The scope could be either:

- Only exchange parts of the leads or lead support structure (low cost/ low time)

Or,

- Replace the press structure and therefore remove the upper yoke and redo the complete drying and testing process (high cost/ high time)



Picture 2: Example view on a high voltage power transformer cleats and leads structure in front of the winding block.

Advantage of Repair Units

The selection of repair units for measuring PD signals for this type of study does have different advantages:

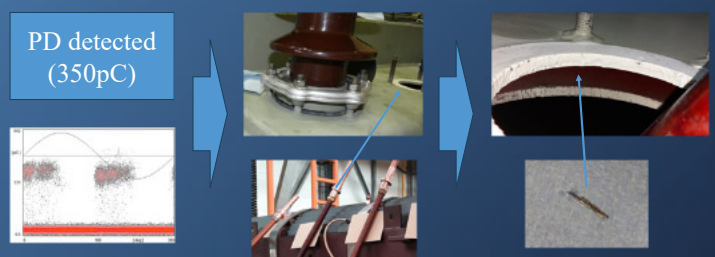
- Every unit, as long as the damage is not too big, will have an incoming testing incl. PD testing and localization
- If PD signals will be detected there is a high probability that over the time the energy was already enough to provide visible path (for new build units where the PD level is detected during the final acceptance test the energy and time is not always enough to find visual proof during inspection).
- The active part will be separated, cleaned, repaired/overhauled and re-assembled. After separation it could be possible to simulate the detected sources during incoming inspection and therefore to verify the test results.
- Final testing of the repaired unit

Due to the different stages of the repair and testing process and the case that there is full accessibility to the active part. Those kind of units can be ideally used for reference measurements and case studies.

Yet to Come

Beside the reference measurements on upcoming units the database of previously tested units will be reviewed as well. In cases where PD traces have been found during active part inspection and in addition, clear fitting PD signals to such cases, could be used as reference material to support future precision during localization to reduce cost and increasing accuracy.

Case Example:



“According to the localization, the source was close between tank cover and upper press beam → Finally it was a small metal particle between the cover sheet and a lower painted compartment. Result: High impact on process and cost.”

Herausforderungen der Blitzstoßspannungsprüfung an Leistungstransformatoren - Überblick über die CIGRE Arbeitsgruppe A2.63

Prof. Dr.-Ing. Ebrahim Rahimpour, Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt

Bericht von JWG A2/C4.52

JWG A2/C4.52: High-Frequency Transformer and Reactor Models for Network Studies, Convenor: Bjørn Gustavsen, Secretary: Angelica Rocha

- TECHNICAL BROCHURES 900: Part A, White-Box Models
- TECHNICAL BROCHURES 901: Part B, Black-Box Models
- TECHNICAL BROCHURES 902: Part C, Grey Box Models
- TECHNICAL BROCHURES 903: Part D, Model interfacing and specifications
- TECHNICAL BROCHURES 904: Part E, Measurements and transformer design details

CIGREWG A2.63

WG A2/63: Transformer impulse testing, Convenor: Ebrahim Rahimpour, Secretary: Alvaro Portillo

Zielsetzung:

- Die Empfehlungen IEC 60076-3 und IEC 60076-4 berücksichtigen nicht die gesamte Komplexität transienter Phänomene in Transformatorwicklungen und müssen neu überdacht werden.
- Die Arbeitsgruppe konzentriert sich auf die Untersuchung transienter Phänomene und Materialeigenschaften sowie auf die Sammlung bewährter Testverfahren, um Empfehlungen für die Verbesserung von IEC 60076-3 und IEC 60076-4 festzulegen.

38 Mitglieder aus 23 Länder mit folgenden Aufgaben:

- Analyse von durch Normen definierte Blitzstoßspannungsprüfung
- Analyse von durch Normen definierte abgeschnittene Blitzstoßspannungsprüfung
- Analyse von durch Normen definierte Schaltstoßspannungsprüfung
- Auswertung den nicht standardmäßigen Wellenformen und hochfrequente Überspannungen
- Einflüsse von positiven und negativen Polaritäten im Stoßspannungsprüfung
- Verwendung interner Überspannungsableiter

Die Gruppe fokussiert in drei TF (Task Force) mit relevanten Herausforderungen:

TF1: High Frequency Power System Transients, TF1 Leiter: Bruno Jurisic, KONČAR- Electrical Engineering Institute, Kroatien

TF2: Power Transformer Testing - Test Equipment and Techniques

TF2 Leiter: Stefan Dragostinov, Doble Power Test, Bulgarien

TF3: Transformer Transient Simulations and Dielectric Withstand of Transformer Insulation System

TF3 Leiter: Ricardo Castro Lopez, EFACEC, Portugal

Berücksichtigung von nicht standardmäßigen Überspannungen

Die Wellenformen der Überspannungen, die im Stromnetz auftreten, unterscheiden sich von den Wellenformen der Stoßspannungsprüfungen. Daher ist es notwendig, die Schwere der gemessenen Überspannungswellenform des Stromnetzes und ihren Einfluss auf die Transformatorisolation zu bewerten. Die Arbeitsgruppe A2.63 beschäftigt sich mit drei bekannten Methoden zum Wellenformvergleich, die zum Einsatz kommen: Frequency Domain Severity Factor (FDSF), Time Domain Severity Factor (TDSF) und die Methode aus IEC 60071-2:2018, Anhang I.

Frequency Domain Severity Factor (FDSF)

Um das Frequenzspektrum der gemessenen Wellenform von einem realen Stoß mit der Kurve der Stoßspannungsprüfung zu vergleichen, wurde FDSF eingeführt [1].

$$FDSF = \frac{|X(j\omega)_{\text{gemessener Stoß}}|^2}{|X(j\omega)_{\text{Einhüllende der Stoßspannungsprüfung}}|^2}$$

Time Domain Severity Factor (TDSF)

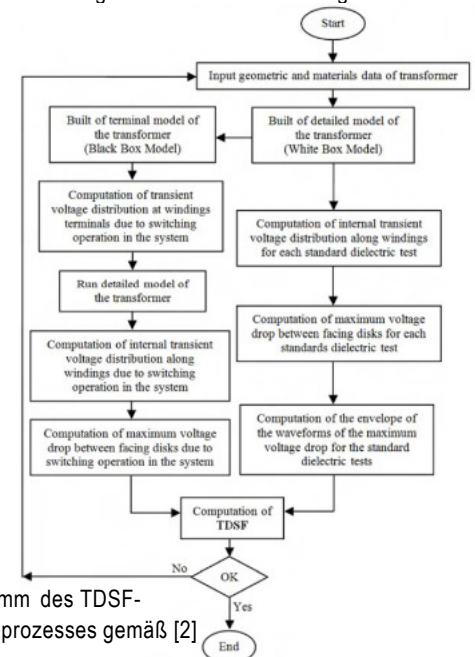
Das TDSF fordert die Bestimmung von Spannungsbeanspruchungen an Wicklungsisolationselementen: an Ölkanälen zwischen den Scheiben oder Windungsisolationen. Dieser Ansatz eignet sich besser zur Beurteilung der negativen Einflüsse transienter Überspannungen als der FDSF, da er die transienten Phänomene innerhalb der Transformatorwicklungen berücksichtigt [2].

$$TDSF(z) = \frac{\Delta W(z)_{\text{max}}}{\Delta W(z)_{\text{Einhüllende der Stoßspannungsprüfung}}}$$

$\Delta W(z)_{\text{max}}$: der maximale Spannungsabfall entlang des z-ten dielektrischen Pfads aufgrund des transienten Vorgänge

$\Delta W(z)_{\text{Einhüllende der Stoßspannungsprüfung}}$: der maximale Spannungsabfall entlang des z-ten dielektrischen Pfads für alle standardmäßigen dielektrischen Prüfungen

Der vielversprechende Ansatz zur Abschätzung des Schweregrads von nicht standardmäßigen Überspannungen basiert auf der Anwendung der White-Box-Transformatormodellierung, ergänzt durch ein Tool zur Bestimmung elektrischer Belastungen von Isolationselementen und zur Berücksichtigung ihrer dielektrischen Festigkeit unter solchen Belastungen. Wenn Leistungstransformatorfabriken damit beginnen, solche White-Box-Modelle zu liefern, wird dies eine Lösung des in der Arbeit angesprochenen Problems mit einem höheren Grad an Genauigkeit ermöglichen.



Ablaufdiagramm des TDSF-Berechnungsprozesses gemäß [2]

[1] R. Malewski, J. Douville, and L. Lavallee, "Measurement of switching transients in 735-kv substations and assessment of their severity for transformer insulation," IEEE Trans. Power Deliv., vol. 3, no. 4, pp. 1380-1390, 1988.

[2] Xose M. Lopez-Fernandez; Casimiro Álvarez-Mariño, Induced Transient Voltage Performance Between Transformers and VCB. Severity Factors and Case Studies, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 30, no. 3, 2015, pp. 1137-1144

Einfluss von Wasser auf die Bildung von Fehlergasen in Isolierflüssigkeiten infolge von thermischen Transformatorfehlern

Kristin Homeier¹, Laureen Stahl¹, Peter Werle¹

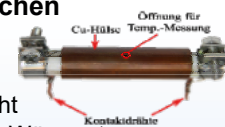
¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

Kurzfassung

Diese Studie zeigt den Einfluss von Wasser auf die ablaufenden Alterungsmechanismen in den Isolierflüssigkeiten und die daraus resultierende Generation an verschiedenen Fehlergasen infolge von thermischen Fehlern. Dabei wurde ein thermischer Hot-Spot-Transformatorfehler im Labor nachgebildet. Neben den konventionellen Fehlergasen werden zusätzlich auf noch höherwertige C₄- und C₅-Kohlenwasserstoffen (KW) generiert und analysiert. Mit erhöhter Feuchte in dem Ausgangszustand werden erhöhte Fehlergaskonzentrationen sowie auch weitere Fehlergase gebildet.

Nachbildung eines thermischen Transformatorfehlers

- Konzentrisch um einen Keramikstab gewickelten Draht
- übergestülpte Kupferhülse für Wärmestau
- Kühlung des umgebenen Öls im Doppelmantel des Prüfgefäßes zur Sicherstellung eines lokalen thermischen Fehlers



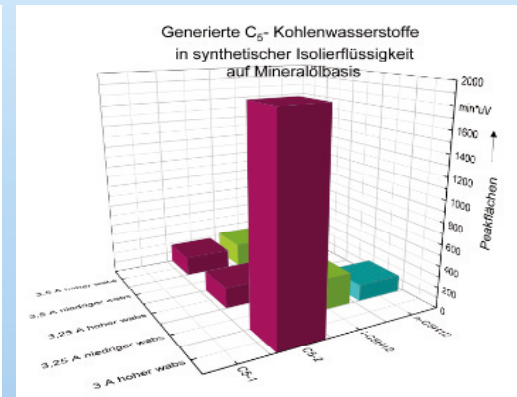
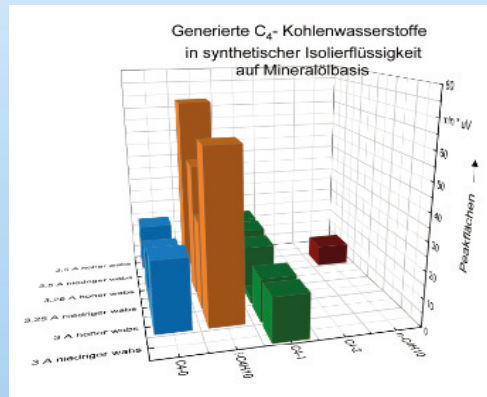
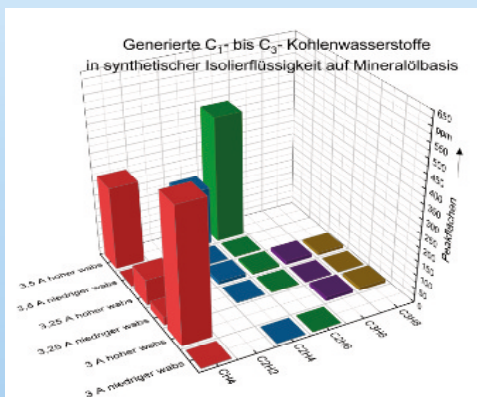
Vorbereitung der Isolierflüssigkeiten mit niedrigen und hohen Wassergehalten

Nachbildung eines thermischen Hot-Spot-Fehlers im Labor 3 A, 3,25 A, 3,5 A

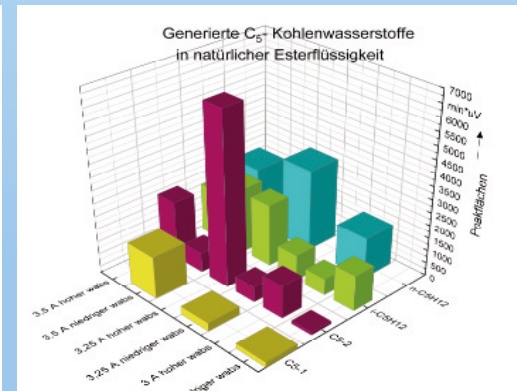
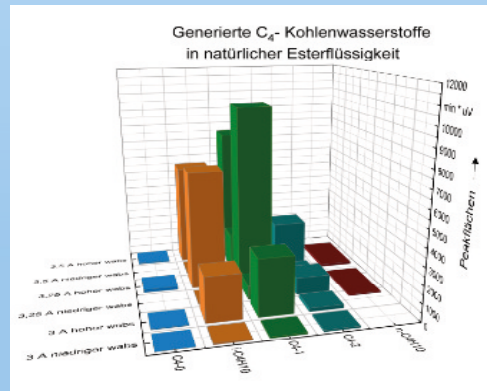
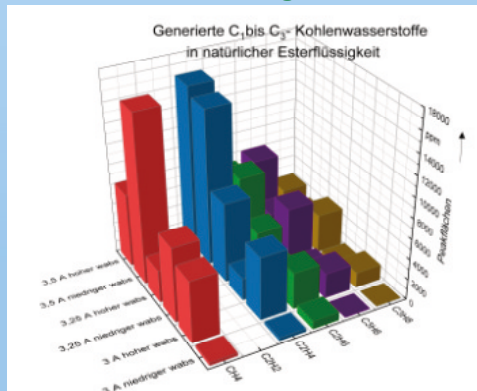
Detektion der generierten C₁ bis C₅ Fehlergase und die anderen konventionellen Fehlergase

Einfluss von Wasser auf das Gasbildungsverhalten

Inhibierte synthetisch hergestellte Isolierflüssigkeit auf Mineralölbasis



Natürliche Esterflüssigkeit



Zusammenfassung

Neben den konventionellen Fehlergasen werden auch höherwertige C₄- bis C₅- KW in den beiden Beispielsolierflüssigkeiten generiert. Für thermische Fehler erscheinen neben den typischen konventionellen Fehlergasen auch C₄-0, C₄-1, i-Butan, C₅-2, i- und n-Pentan charakteristisch. In der natürlichen Esterflüssigkeit werden im Vergleich zu dem synthetischen Isolieröl signifikant höhere Mengen sowie weitere Fehlergase gebildet. Zunächst wird über der Hot-Spot-Temperatur ein steigender Trend ersichtlich, welcher aber ab einer gewissen Temperatur wieder abfällt. Vor allem ein signifikanter Einfluss von Wasser wird deutlich: je höher die Ausgangsfeuchte, desto höher sind die Fehlergaskonzentrationen. Ferner kann auch die Bildung anderer Fehlergase, vor allem im Beispiel von der natürlichen Esterflüssigkeit, bei Präsenz von erhöhter Wassermenge im Öl registriert werden. Diese ersten Messreihen zu dem Einfluss von Wasser auf die Bildung von Gasen zeigen, dass neben der Berücksichtigung von höherwertigen KWs ebenfalls auch die Einbeziehung die Feuchte (vor allem bei den Isolierflüssigkeiten mit hohem Wasserlösungsvermögen) eine Erhöhung der Zuverlässigkeit der DGA-Interpretation ermöglichen kann.

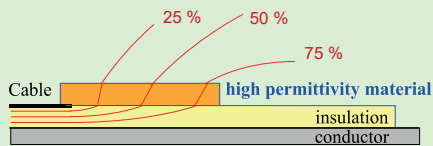
Motivation

Auswirkung harmonisch verzerrter Spannung auf Kabelgarnituren

- Vernachlässigbarer Einfluss auf *geometrische* Feldsteuerung
- Versagen *resistiver* Feldsteuerung aufgrund dielek. Erwärmung [1]
- Einfluss auf *refraktive* Feldsteuerung unbekannt, aber möglich

Refraktives Feldsteuermaterial (FGM)

- Permittivität ϵ_r von FGM abhängig von Frequenz und Feldstärke
→ nichtlineares Material



Prinzip der refraktiven Feldsteuerung mit Darstellung der Potentialverteilung in %

- Fehlende Erfahrungen mit FGM unter Einfluss von Harmonischen
- Bestehendes Modell gilt für AC
→ verzerrte Spannung (AC+AC)?

Ziel: Bewertung des Einflusses von Harmonischen auf refraktive Feldsteuerung

Ausblick / Anwendung

Modell für Kabelgarnituren bei verzerrten Spannungen

- Feldverteilung an Grenzflächen
- Thermisches Verhalten des FGM

→ Erkenntnisse wichtig, um optimales Design der Feldsteuerung zu gewährleisten

Literaturquellen

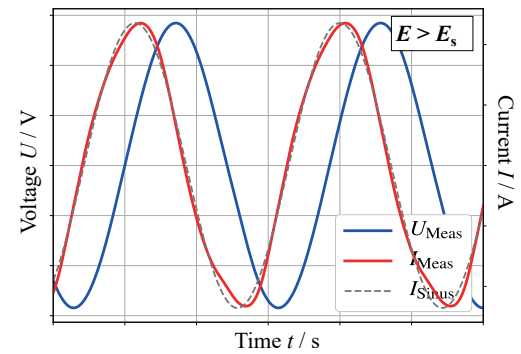
- [1] Paulsson et. al: "High-Frequency Impacts in a Converter-Based Back-to-Back Tie; The Eagle Pass Installation", 2003.
 [2] A.K. Jonscher, "Dielectric Relaxation in Solids", 1983.
 [3] T. Furukawa et al., "Measurements of Nonlinear Dielectricity in Ferroelectric Polymers", 1987.
 [4] J.T.Loh, S. Kornhuber, "Characterization of Silicone Elastomers for Refractive Field Grading under Sinusoidal Voltages", 2022.

Kontakt

Dipl.-Ing. (FH) Jun Ting Loh
 Telefon: +49 3583 – 612 4782
 E-Mail: jun_ting.loh@hszg.de

Nichtlineare Eigenschaften

- Erkennung Nichtlinearität: verzerrter Stromverlauf aufgrund harmonischer Anteile im Strom
- Ab Feldstärke $E > E_s$
→ ϵ_r von FGM zeigt nichtlineare Feldstärkeabhängigkeit



Gemessener verzerrter Strom I_{meas} des FGM beim Überschreiten des Schwellwerts, E_s (engl: Switching Field) Als Vergleich: Simulierter sinusförmiger Strom I_{sinus}

Modellierung nichtlinearer Permittivität

Prinzip: Beschreibung nichtlinearer Feldstärkeabhängigkeit der Permittivität mittels Taylor-Reihe der D - E Beziehung [2,3]

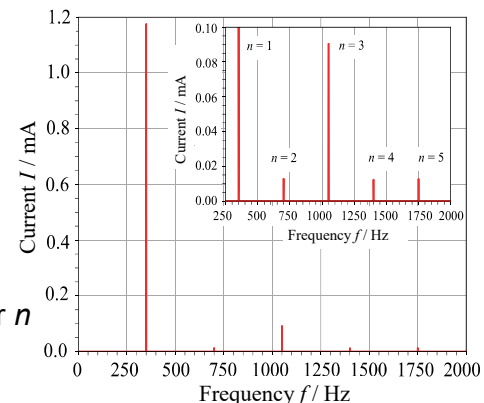
$$D = \epsilon_0 \sum_{n=1}^{\infty} \epsilon_{r,n}^* E^n$$

$$= \epsilon_0 (\underbrace{\epsilon_{r,1}^* E^1}_{\text{linear}} + \underbrace{\epsilon_{r,2}^* E^2 + \epsilon_{r,3}^* E^3 + \dots}_{\text{nichtlinear}})$$

Ansatz:

- 1) Fourier Transformation
 $I_{\text{Meas}}(t) \rightarrow I_{\text{Meas}}(\omega)$: Anzahl der harmonischen Anteile n
- 2) Erweiterung D - E Beziehung für n
- 3) Berechnung der linearen und nichtlinearen Permittivitäten
- 4) Berechnung $I_{\text{Calc}}(t)$

Anm: $\epsilon_{r,n>1}^*$ = Taylor-Koeffizienten
↳ keine physik. Bedeutung



Frequenzspektrum des kap. Stromes $I_{\text{Meas}}(t)$ bei U_{AC} mit $f = 350$ Hz, Harmonische bis $n = 5$ im Signal vorhanden [4]

Modellierung vs. Messung

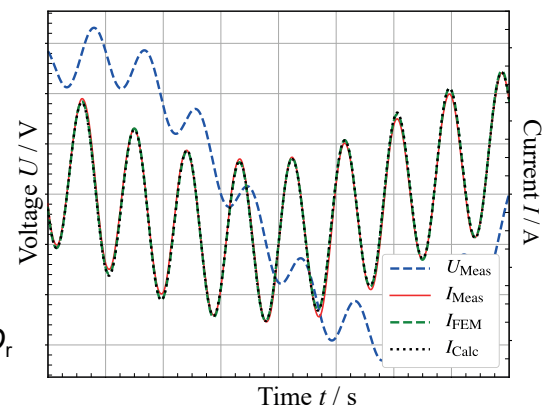
Modellierung bei harmonisch verzerrter Spannung (AC₅₀+AC_{HF}):

- Taylor-Reihe der D - E -Beziehung für AC₅₀ und AC_{HF}

$$D_{50} = \epsilon_0 \sum_{n=1}^{\infty} \epsilon_{r,n}^* E_{50}^n$$

$$D_{\text{HF}} = \epsilon_0 \sum_{n=1}^{\infty} \epsilon_{r,n}^* E_{\text{HF}}^n$$

- Einsatz $\epsilon_{r,n>1}^*$ in FEM-Modellen als Remanenz D_r
- Ansatz geeignet zum Modellieren eines nichtlinearen Stromes



Vergleich des gemessenen kap. Stromes I_{Meas} mit Strom aus dem numerischen Ansatz I_{Calc} und mit der FEM-Methode I_{FEM} bei einer harmonisch verzerrten Spannung U_{Meas}

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



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

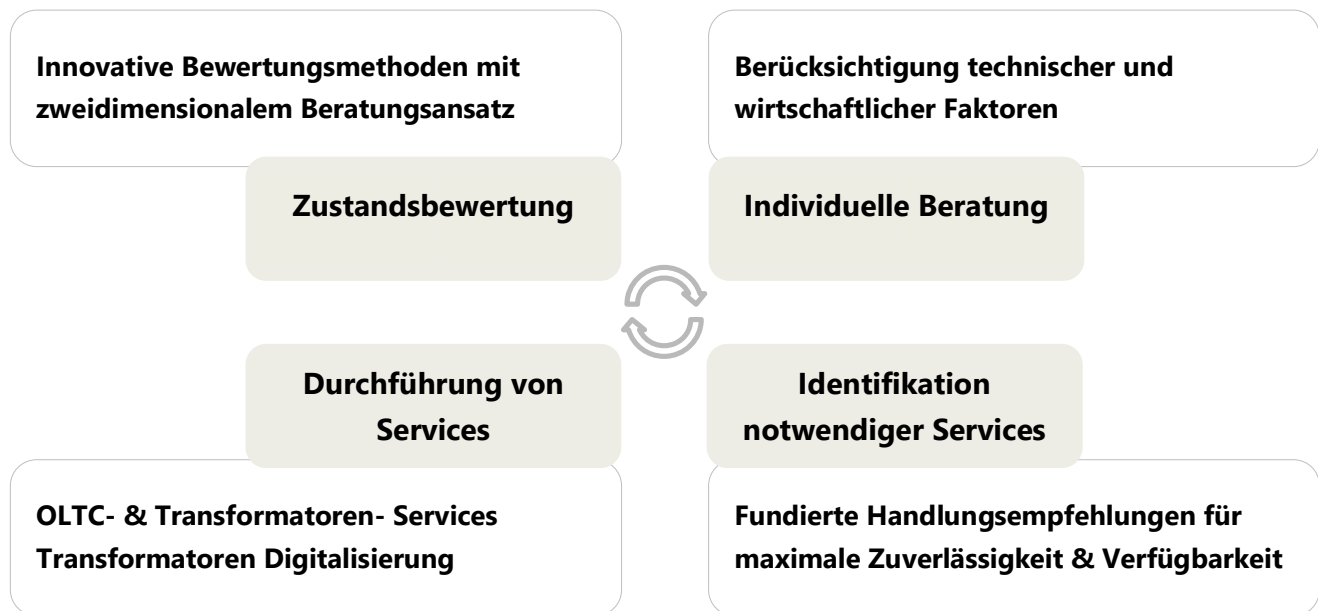
Technische Ausstattung

- Prüfquellen:
 - Stoßspannung 3 MV, 300 kJ
 - Wechselspannung 800 kV, 1A, 50 Hz
 - Stoßstrom 200 kA, 300 kW_s
 - 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

Innovative Services und digitale Analysemethoden rund um den Transformator



Transformer Lifecycle Management von MR



- | OLTC Full-Service
- | Performance-Verträge
- | Modernisierung
- | Austausch
- | Öl Services



Grid Technologies Service

Transformer Lifecycle
Management



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

Siemens Energy Transformer Lifecycle Management

Siemens Energy Service für Transformatoren bietet das komplette Spektrum des Transformer Lifecycle Managements aus einer Hand, weltweit.

Auf der TLM-Konferenz 2023 präsentieren wir in Vorträgen und Workshops folgende wichtige Bausteine unseres Angebots:

On-Site Repair in Zeiten ausgeschöpfter Produktionskapazitäten

Mit welchen Verfahren lässt sich ein erhöhter Reparatur- und Überholungsbedarf für Transformatoren direkt vor Ort decken? Siemens Energy führt unter anderem Aktivteil-Trocknung im Kessel, Aktivteilmodifikation im klimaüberwachten Trockenluftzelt oder Hochspannungsprüfungen im Feld durch. (Sprecher: Andreas Bär)

Wartungsstrategien für Transformatoren

Wie bündelt man das breite Angebot von Analyse und Messtechnik auf dem Markt zu einem technisch und wirtschaftlich möglichst effektiven Ansatz? Siemens Energy begleitet in allen Phasen der Risikobetrachtung und entwickelt gemeinsam mit dem Kunden das jeweils optimale Wartungspaket. (Sprecher: Thomas Kessler)

Bewertung von Gas- in-Öl Analysen

Das Öl- und Materiallabor der Siemens Energy in Nürnberg bietet zahlreiche Testverfahren, um den Zustand von Transformatoren zuverlässig zu bewerten. (Workshop: Ivanka Atanasova-Höhlein & Team) Im Workshop werden mitgebrachte Ölanalysen von Teilnehmern ad hoc bewertet.

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Unser Team vor Ort freut sich auf interessante Gespräche und informiert auf unserer Messefläche insbesondere zu diesen weiteren Themen:

SITRAM DRY entzieht nachhaltig Feuchtigkeit aus dem Transformator Isolieröl und aus festen Isolierstoffen. Das erhöht die Spannungsfestigkeit der stromführenden Komponenten und wirkt dem Alterungsprozess der Isolierstoffe entgegen.

SITRAM REG reinigt Isolieröl der Transformatoren von Abbaustoffen und Säuren, so dass die Anlage vollständig regeneriert wird, und das Öl wieder Neuölqualität erreicht. Der Regenerationsprozess kann bei laufendem Betrieb durchgeführt werden und stellt damit eine besonders zeitsparende und wirtschaftliche Lösung dar.

SITRAM CAM dient als Softwareplattform der Zustandsbewertung von Transformatoren. Analysierte und bewertete On- und Offlinedaten bieten eine zuverlässige Entscheidungsbasis für eine wirtschaftliche, nachhaltige Instandhaltungsstrategie.

Energy Shop heißt die cloudbasierte eCommerce Plattform für Siemens Energy Kunden und umfasst jetzt auch den Produktkatalog von Grid Technologies Service.

Published by
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Grid Technologies Service
Humboldtstr. 64, 90459 Nürnberg, DE

© Siemens Energy, 2023



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

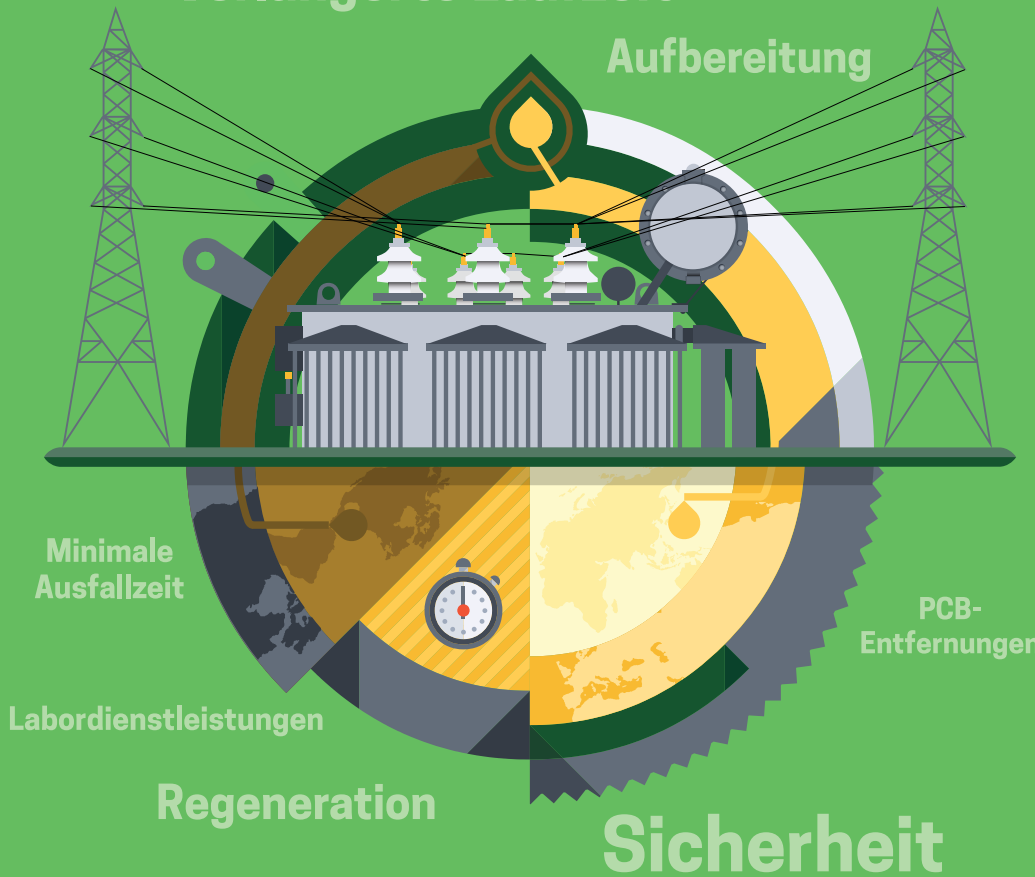
VISIT HYVOLT.COM FOR MORE
INFORMATION AND EXPLORE YOUR
OPTIONS WITH HYVOLT.

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.



PROTECTION FOR HERMETIC TRANSFORMERS

HERMETIC TRANSFORMER SWITCH HTS

THE RELIABLE OIL LEVEL SWITCH FOR HERMETIC TRANSFORMERS

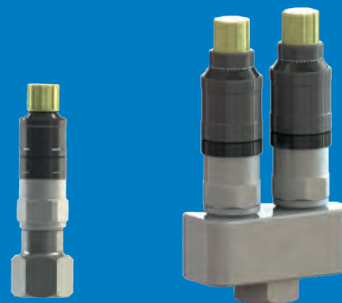
- / SHOCK AND VIBRATION RESISTANCE ACC. 4M6 DIN EN 60721
- / UV-RESISTANT
- / INCLUDING TEMPERATURE MONITORING PT 100
- / VARIABLE SWITCHING POINTS
- / WITH UP TO 2 PRESSURE CONTROLLERS WITH IDENTICAL OR DIFFERENT SETTING POINTS
- / WITH ON-SITE-TEST FUNCTION
- / DESIGNED FOR EASY GAS & OIL SAMPLING ON SITE
- / SUITABLE FOR NEW-BUILT AND RETROFIT



PRESSURE CONTROLLER

TRANSFORMER PRESSURE UNDER CONTROL
DESIGNED FOR LONG-TERM PRECISE SWITCHING POINTS

- / ACCURATE SNAP ACTION MICRO SWITCHES
- / CONSTANT HYSTERESIS
- / WITH FRICTION-OPTIMISED MECHANICS
- / AVAILABLE AS SINGLE OR DOUBLE VERSION
- / UP TO 2 INDEPENDENT SWITCHING POINTS
- / CUSTOMIZED SETTINGS FROM 0.2 - 0.5 BAR





Save the Date TLM 2024



16.-17. September 2024
im Bio-Seehotel****
in Zeulenroda

www.tlm-konferenz.de