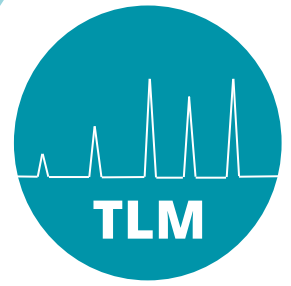


TLM 2022

15. Transformer-Life-Management Konferenz



Gold Sponsoren:

SIEMENS
ENERGY

HITACHI
Inspire the Next

19. - 20. September 2022

The Monarch Hotel****

Bad Gögging

powered by
ENERGY SUPPORT



Hitachi Energy

Mit Praxis-Workshops von:



eos
TRUSTED PURITY

PDS
Power Diagnostic Service

T SGB-SMIT
Group



Sponsoren und Aussteller 2022





Nachdem die TLM 2021 erfolgreich als Präsenzveranstaltung durchgeführt werden konnte, freuen wir uns, 2022 direkt dort anknüpfen zu können. Im Mittelpunkt stehen zuverlässiger Transformatorbetrieb und optimierte Wartung sowie effektive und effiziente Lösungen für lange Lebensdauer, hohe Betriebssicherheit und reduzierte Wartungszeiten und Ausfälle von Transformatoren.



Die ca. 20 Referenten sind Betreiber, Hersteller und Entwickler, die gerne Ihre Erfahrungen teilen und Wissenschaftler, die den aktuellen Stand der Forschung im Bereich Diagnose und Materialforschung präsentieren.



Themen sind unter anderem neue Isolierstoffe, Diagnoseverfahren und deren Interpretation, kontinuierliche Überwachung, Zustandsbewertung und Asset Management Methoden, aktuelle Entwicklungen im Energiesektor sowie Forschung und Entwicklung.

Die Fachausstellung mit ca. 25 Ausstellern bietet zusätzlichen Raum für Diskussionen.

An beiden Tagen finden zusätzlich praxisorientierte Workshops statt.

Themenblöcke

- **Neues aus Gremien und Normen**
- **Neue Technologien**
- **Zustandsdiagnose und Asset Management**
- **Isolierflüssigkeiten**
- **Lebensdauererläuterung**
- **Aktuelles aus Forschung und Entwicklung**



Programm

Tag 1: Montag, 19. September 2022

10:00 - 11:30 Uhr: Check-in und Begrüßungssnack

11:30 - 13:30 Uhr: Themenblock I - Einführung

Seite

- ▶ **Begrüßung und Einführung**
Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut) **7**
- ▶ **Neues Zeitalter in der elektrischen Energietechnik**
Pascal Müller (CIGRE A2 / EWZ Zürich) **15**
- ▶ **Transformer manufacturing in a changing environment**
Kieran Kenealy (Hitachi Energy) **33**
- ▶ **DC-Grid: Notwendigkeit für das Übertragungsnetz?**
Dr.-Ing. Stephan Pöhler (Tennet TSO) **41**

13:30 - 15:00 Uhr: Mittagessen und Fachausstellung

13:30 - 14:00 Uhr: Workshops A & B

13:45 - 14:30 Uhr: Poster Session

14:15 - 14:45 Uhr: Workshops C & D

15:00 - 16:30 Uhr: Themenblock II - Neue Technologien

- ▶ **Elektrifizierung der Seeschifffahrt als einer der Schlüssel der Energiewende** **57**
Uwe Heine (Wärtsillä)
- ▶ **DC Mitigator - Reduktion der Gleichstromkomponente beim Betrieb von Leistungstransformatoren** **68**
Sven Ludwig, Dietrich Bonmann (Hitachi Energy)
- ▶ **Asset Management von Traktionstransformatoren** **76**
Patrick Althaus, Tino Wymann (SBB)

Abendveranstaltung: Fahrt auf der Donau (17:30 Bus Transfer vom Hotel)





Programm

Tag 2: Dienstag, 20. September 2022

8:00 – 10:00 Uhr: Themenblock III - Zustandsdiagnose und Monitoring	Seite
▶ Selektive Überwachung der Teilentladungen bei Leistungstransformatoren Dr. Detlef Hummes (PD Service)	84
▶ Qualifizierte Zustandsbewertung durch Kombination unterschiedlicher diagnostischer Verfahren Dr. rer. nat. Christoph Möller (Koopmann)	90
▶ Zustandsbewertung von Transformatoren während des Betriebes unter Berücksichtigung unterschiedlicher Diagnose- und Messmethoden – Anwendung & Praxisbeispiele Dr.-Ing. Mohsen Farahani (Techimp)	97
▶ On-line Monitoring der Wicklungspressung von Transformatoren Peter Heinzig (Weidmann)	113
10:00 - 11:30 Uhr: Kaffeepause und Fachausstellung	
10:15 - 10:45 Uhr: Workshops A & B	
10:15 - 11:00 Uhr: Poster Session	
11:00 - 11:30 Uhr: Workshops C & D	
11:30 - 13:00 Uhr: Themenblock IV - Isolierf üssigkeiten	
▶ Isolierf üssigkeiten, Sie haben die Wahl! Klaus Cichocki (Ergon)	125
▶ Nachhaltigkeit bei Einsatz von Isolierölen gemäß IEC 60296 in Leistungstransformatoren Dirk Flor (Starke und Sohn)	143
▶ Sustainably Rated Power Transformers Using Alternative Liquids - Fact or Fiction? Carl Wolmarans (Nynas)	157
13:00 - 14:00 Uhr: Mittagessen und Fachausstellung	
14:00 - 15:30 Uhr: Themenblock V - Lebensdauermanagement	
▶ Auswirkungen des EU green Deal auf das Anlagenmanagement aus Sicht eines Isolierölpioniers Martin Seipel (EOS)	175
▶ Transformer Services nachhaltig, umwelt- und klimabewusst gestalten - mit SITRAM DRY & SITRAM REG Öl Behandlung Wolfgang Isgör (Siemens Energy)	179
▶ HY-PRO-TDOS-Online - die umweltfreundliche Online Lösung zur Verlängerung der Lebensdauer Ihrer Transformatoren Richard Linz (BFS / HYPRO - Filtertechnik)	195
15:30 - 15:45 Uhr: Abschluss - Zusammenfassung durch den Tagungsleiter	
Ca. 15:45 Uhr: Ende der Konferenz	



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, Teilentladungsd Diagnose, Isolierflüssigkeiten und Hochspannungsprüfung.

Wissenschaftliche Tagungsleitung

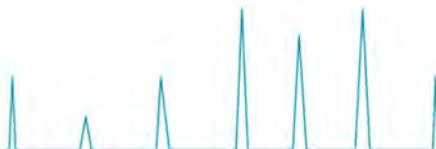
Prof. Dr.-Ing. habil. Hossein Borsi

Schering-Institut, CTO DESC



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

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



Thema I Einleitung

11:30 – 13:30 Uhr

- ❑ Kurze Einführung in das Themengebiet
Peter Werle (Schering-Institut der LUH)
- ❑ Neues Zeitalter in der elektrischen Energietechnik
Pascal Müller (CIGRE A2 / EWZ Zürich)
- ❑ Transformer manufacturing in a changing environment
Kieran Kenealy (Hitachi Energy)
- ❑ DC-Grid: Notwendigkeit für das Übertragungsnetz?
Stephan Pöhler (Tennet TSO)

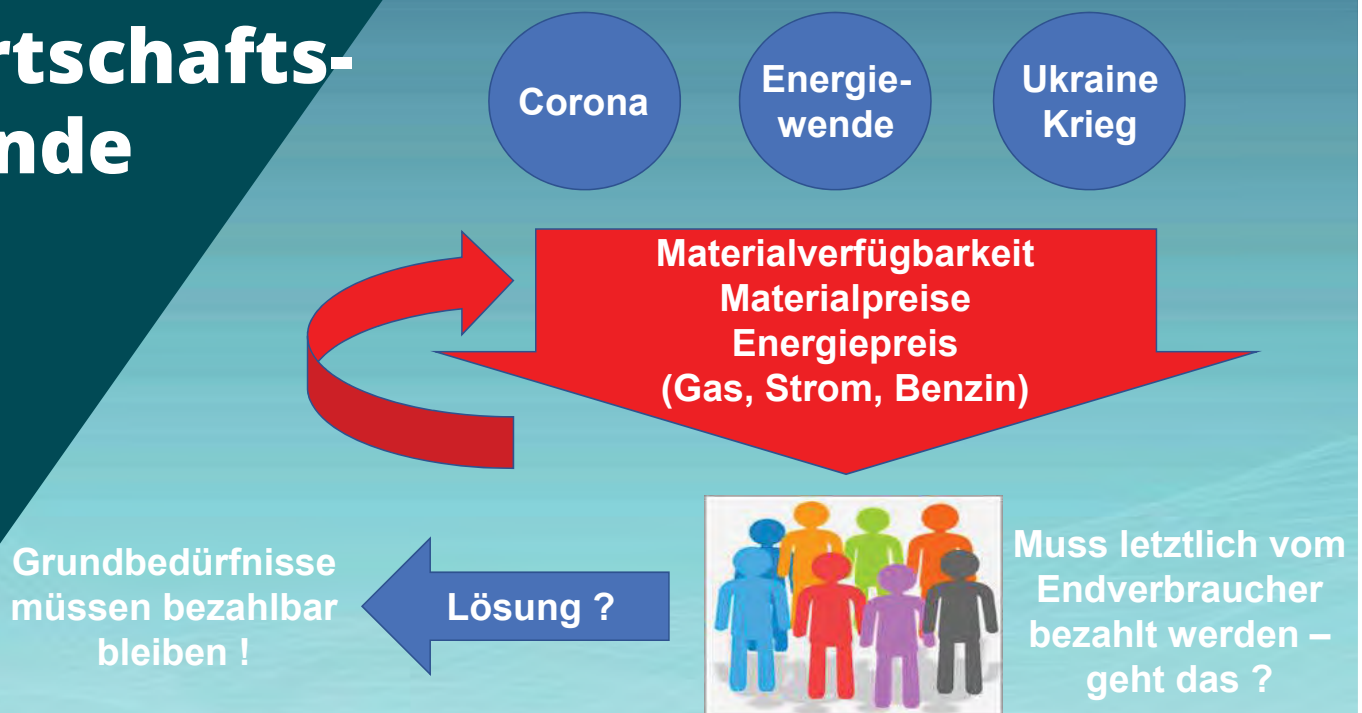
15te TLM
Bad Gögging 2022

powered by
ENERGY SUPPORT



Hitachi Energy

Wirtschafts- wende



15te TLM
Bad Gögging 2022

powered by
ENERGY SUPPORT



Hitachi Energy

Energie- wende

Lösung einfacher als gedacht
Günstiger, unbegrenzt verfügbarer
Strom! (klimaneutral)



Keine Benzinkosten

Niedrige Heizkosten



Billige Transporte

future fuels Podcast



15te TLM
Bad Gögging 2022

powered by
ENERGY SUPPORT



Hitachi Energy

Strommix weltweit

Ist 10%
Soll 60%
(10% andere)

Ca. 30%

WIND
837GW decken 6,6%
DE 65GW / CN 330GW

SOLAR
1.000GW decken 3,7%
DE 60GW / CN 340GW

WASSER
1.360GW decken 16%
Davon 33% in CN 1270TWh

KKW
400GW decken 10%
US 94 / FR 56 / CN 49 / RU 38

11.000GW ?



15te TLM
Bad Gögging 2022

powered by
ENERGY SUPPORT



Hitachi Energy

Strommix DE

Wind und Sonne
im Schnitt 16%

Wasser und Biomasse
im Schnitt 4,5%

Somit sind ca. 80% durch
Wind und Sonne zu ersetzen

Also Faktor 5 = 65GW + 60GW
= 125GW x 5 = 625GW

STROM-REPORT: STROMMIX 2022

Monatliche Stromerzeugung in Deutschland [Netto]

In den ersten 6 Monaten des Jahres 2022 wurden knapp 252 TWh [Netto] erzeugt, wovon **51,6% aus Erneuerbaren** Energiequellen stammen.

■ Wasser ■ Biomasse ■ Gas ■ Wind ■ Solar ■ Kernenergie ■ Braunkohle ■ Steinkohle

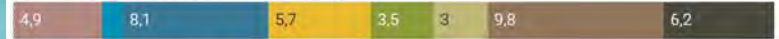
Januar: 46 TWh, davon 22 TWh Ökostrom [48%]



Februar: 45 TWh, davon 27 TWh Ökostrom [61%]



März: 43 TWh, davon 19 TWh Ökostrom [43%]



April: 40 TWh, davon 22 TWh Ökostrom [55%]



Mai: 43 TWh, davon 21 TWh Ökostrom [50%]



Juni: 38 TWh, davon 19 TWh Ökostrom [50%]



Nettoerzeugung von Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung. Datenquelle: Energy-Charts.info aus den Quellen [50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Destatis, EEX]

Grafik: [CC] [BY] [ND] • Quelle: Strom-Report.de • Erstellt mit Datawrapper

15te TLM
Bad Gögging 2022

powered by
ENERGY SUPPORT

IFES

Hitachi Energy

Energie- wende

DE Strom Netto: 510TWh
DE Strom Brutto: 580TWh



Keine Benzinkosten

Ca. 120TWh

Billige Transporte
future fuels Podcast



Niedrige Heizkosten



5.000kWh x 16 Millionen EFH = 80TWh



Nur LKWs
min. 350TWh

15te TLM
Bad Gögging 2022

powered by
ENERGY SUPPORT

IFES

Hitachi Energy

Transforma- toren



Bisher ca. 1 Million weltweit...



Weniger als 10.000

837GW
WIND



1000GW
SOLAR



1.360 GW
WASSER



400GW
KKW



15te TLM
Bad Gögging 2022

powered by
ENERGY SUPPORT



 **Hitachi Energy**



Workshops

Workshop A:

Maschinenfabrik Reinhausen

Optimiertes Asset-Management von Leistungstransformatoren
anhand valider Datenbasis

Alexei Babizki



Workshop B:

Power Diagnostic Service

Bedarfsorientierte Wartung mittels TE-Sensoren
an Leistungstransformatoren

Dr. Detelf Hummes



Workshop C:

Electrical Oil Services

Transformatoren-Datenbank:
Anlagen-Management einfach gemacht

Kilian Gerbl



Workshop D:

SGB-SMIT, MR, Nynas, TKES

Transformers Go Green

Julia Däumer





Poster Session

Die Beiträge zu aktuellen Themen aus der universitären Forschung werden dieses Jahr erstmalig als Poster-Session präsentiert. Die Poster finden Sie in der Fachausstellung. Die Autoren stehen am Montag von 13:45 bis 14:30 Uhr und am Dienstag von 10:15 bis 11:00 Uhr für Diskussionen zur Verfügung.

Vom Messwert zur Webseite

Michael Hartje

Hochschule Bremen

Abschätzung des DP-Wertes von Leistungs-transformatoren mittels Machine Learning

Achref Abed, Sebastian Schreiter, Holger Lohmayer, Faouzi Derbel

HWTK Leipzig

Möglichkeiten und Grenzen diagnostischer Verfahren

Sebastian Schreiter

HWTK Leipzig

Untersuchung des Diffusionsverhaltens von verschiedenen Säure-konf gurationen in Papier-Öl-Isolierungen

Büsra Özdemir, Yunfei Wang, Peter Werle

Leibniz Universität Hannover

Abschätzung des technischen Alters von Leistungstransformatoren mit einem neuronalen Netz

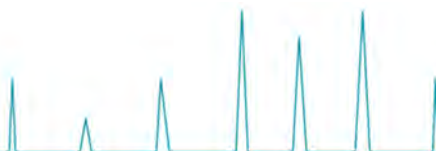
Henning Schnittker, Peter Werle, Tobias Münster, Matthias Lottner

Leibniz Universität Hannover

Bildung von C4- und C5- Kohlenwasserstoffen als Fehlergase in Iso-lief üssigkeiten unter verschiedenen Fehlerszenarien in Leistungs-transformatoren

Kristin Homeier, Laureen Stahl, Peter Werle, Dorit Wilke, Michael Hahn

Leibniz Universität Hannover



Vom Messwert zur Webseite

Tools zur Darstellung von Messwerten

Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje

Fakultät 4 Elektrotechnik & Informatik, Hochspannungslabor, Hochschule Bremen



Motivation

Die Dezentralisierung der Energieversorgung im Rahmen der Energiewende erfordert eine zunehmende Zahl von kritischen Komponenten mit hoher Auslastung in allen Netzebenen. Diese Anforderungen trifft insbesondere auf den großen Anteil der unteren Spannungsebenen zu. Aber gerade dort ist die Anforderung, preiswert zu überwachen und ggf. zu automatisieren bisher kaum begonnen worden oder steht noch aus. In den letzten Jahren hat sich die zeitkontinuierliche Messtechnik von Anlagen zur Überwachung des Betriebszustands hin zu

- kleineren und
- dezentralen Sensoren
- mit Vernetzung über WLAN, LORA, LWL entwickelt.

Eine Vernetzung über ein gut gesichertes Internet oder Netzwerk ist ein wichtiger Baustein.

Im energietechnischen Labor fallen bei Forschung und Entwicklung ähnliche Aufgaben sowie die Sicherung der Forschungsdaten an.

Anforderungen Auswertung

Zum Ableiten von Erkenntnissen ist neben der Messtechnik auch die hoch flexible, kontinuierliche Auswertung oder Überwachung mit Grenzwertaktionen sowie die folgenden Punkte von großer Bedeutung für die Anforderungen an die Software:

1. flexible moderne, für Veröffentlichung geeignete Grafik,
2. Trennung von Algorithmen und Daten,
3. einfache Möglichkeit zur Programmdokumentation,
4. leichte Integration von Datenbanken / Versionierung,
5. einfaches Erzeugen einer Webseite der Auswertung,
6. kontinuierliche Messreihen,
7. Grenzwertaktionen bei Überwachung.

Dazu kommen weitere Anforderungen wie z.B.

- leichte Anbindung an AI(ML),
- große Variabilität von Grafiken,
- Lernaufwand,
- Bibliotheken für die statistische Absicherung der Ergebnisse.

Kandidaten für die Software

Bei der klassischen Offline-Auswertung mit Tabellenkalkulator (Office) besticht die häufig verbreitete Anwendung im täglichen Umgang und erleichtert damit den Zugang. Diese Programmsysteme erfüllen jedoch suboptimal die oben genannten Anforderungen.

Weitere etablierte Programmsysteme in der wissenschaftlichen Anwendung sind:

- LabView: Messsoftware mit Elementen zur Darstellung,
- matlab: im Ingenieurbereich verbreitet, alte Programmstruktur,
- R und R studio: im wissenschaftlichen Bereich mit umfangreichen Bibliotheken für Statistik,
- Jupyter-Lab / -Notebook: Python, verbreitet in Wissenschaft; Universell, leichte Anbindung an AI/ML, Datenbanken und Webseitenerzeugung,
- Grafana: Erzeugung von Webseiten; wissenschaftliche Anwendung,

- Vielzahl von weiteren quelloffenen und proprietären Paketen.

Aus diesen wird gemäß den oben genannten Anforderungen eine kleine Auswahl (quelloffener) Programme getroffen und im Folgenden in einer Tabelle subjektiv bewertet dargestellt.

Messung und Grafikerzeugung

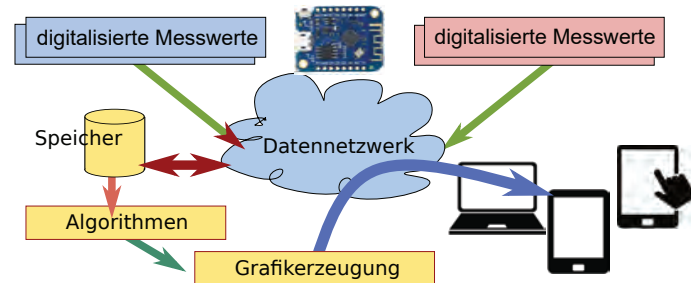


Bild 1: Schemabild des Datenflusses durch das Netzwerk

Bewertung ausgewählter Werkzeuge

Tabelle 1: Subjektive Bewertung ausgewählter Auswerte- und Darstellungstools

Kategorie	Excel	matlab	Jupyter	Grafana
moderne Grafik	0	0	+	+
Trennung Daten	-	+	+	+
Dokumentation	--	+	+	+
Datenbank	0	+	+	++
Webseiten	-	0	+	++
Kontin. Messen	-	0	+	+
Lernaufwand	+	0	0	0
Anbindung AI	-	0	+	0
Datenmenge	--	+	+	+

weiterführende Links

R: <https://docs.rstudio.com/tutorials/user/>

Jupyter: <https://www.dataquest.io/blog/jupyter-notebook-tutorial/>
https://www.tutorialspoint.com/jupyter/jupyter_project_overview.htm

Grafana: <https://www.tutorialandexample.com/grafana-tutorial>



Zusammenfassung

- Moderne Messtechnik liefert große Datenmengen, die vermehrt in Datenbanken gespeichert werden sollen, um eine dauerhafte Zugänglichkeit von Forschungsdaten zu erreichen.
- Moderne Programmier Techniken erlauben auch die Anbindung von AI/ML. Damit können Zusammenhänge aus großen Datenmengen leichter abgeleitet werden.
- Der Vorteil von leichter Bedienbarkeit bei Tabellenkalkulatoren schmilzt dahin mit der häufigeren Nutzung der für die Aufgaben geeigneteren Tools.
- Die Darstellung moderner wirkender Grafiken auf Webseiten und die Erzeugung von Grenzwertaktionen ist eine wirkungsvolle Unterstützung von Dauerversuchen und Assetmanagement.

Die Untersuchung und die lange Befassung mit diversen Werkzeugen zur Ableitung von Erkenntnissen aus Messwertreihen und deren ansprechende Transformation in Grafiken hat gezeigt, dass es mit zunehmenden Möglichkeiten immer einfachere und bessere Tools gibt. Ein einziges Programm reicht dafür nicht.

Abschätzung des DP-Wertes von Leistungstransformatoren mittels Machine Learning

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

Achref Abed¹ Sebastian Schreiter^{1,2}, 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

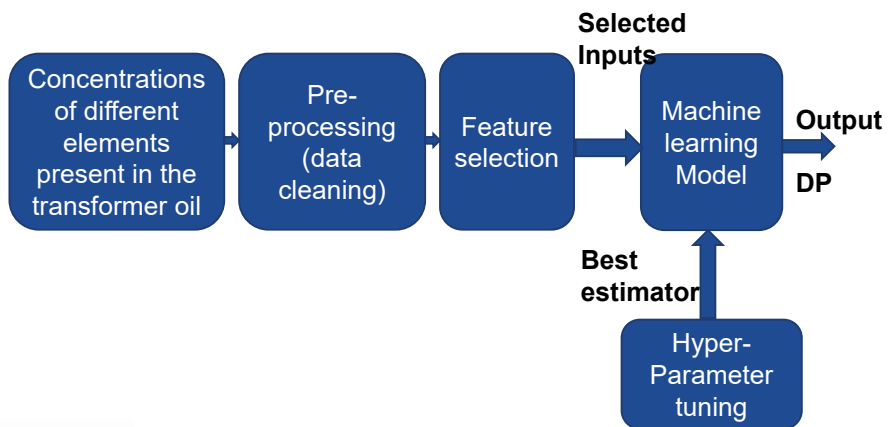
⁴ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

Introduction:

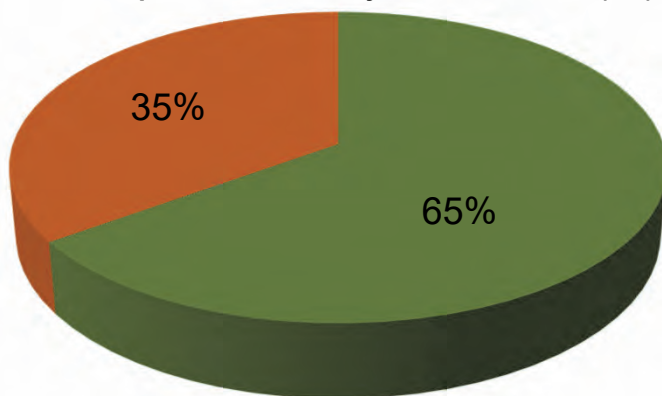
Power transformers are essential and expensive assets in electrical systems. They are expected to be operated for years with maintaining their reliability and performance. Therefore, it is of elementary interest to monitor aging condition, especially of the paper isolation. The DP value is the main descriptive parameter as an aging marker, but it cannot be measured directly. The furan concentration measured in the oil is used as an indirect aging marker. However, experiences and recent laboratory studies show the limitations of this marker. Therefore, this paper investigates to what extent results of DGA and SOT can be used with machine learning methods to better predict the actual DP value.

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.

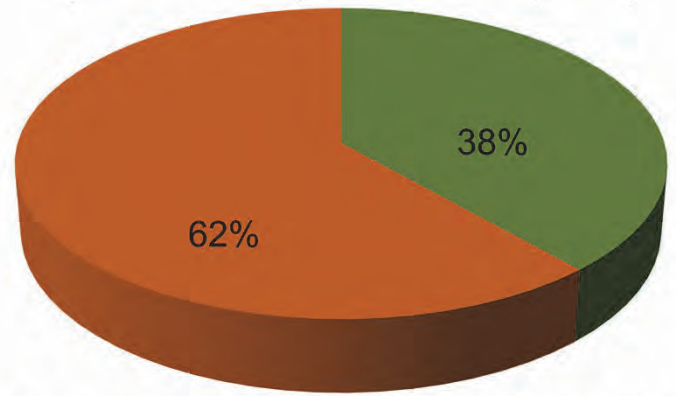


Proportion of correctly estimated cases (ML)



- 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

In this contribution, a new approach of the estimation of the DP value based on commonly available data collected from DGA and SOT is presented. The comparison of the proportion of correctly estimated cases from this new approach and with the help of furans shows that the ML-algorithm shows better results than the estimation based on furans.

Möglichkeiten und Grenzen etablierter diagnostischer Verfahren

Sebastian Schreiter^{1,2}, Holger Lohmeyer³, Fauzi 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

Im Vergleich am Aktivteil bestätigter Fehler an Leistungstransformatoren mit den Ergebnissen vorheriger diagnostischer Untersuchungen wird die Treffsicherheit der einzelnen Verfahren und der Kombination von Verfahren abgeschätzt. Für die Betrachtung standen Daten von über 200 Betriebsmittel unterschiedlicher Hersteller, Anwendungen, Spannungs- und Leistungsklassen zur Verfügung. Ziel ist es, zu untersuchen, welche diagnostischen Verfahren oder Kombinationen von Verfahren geeignet sind, um Fehler möglichst sicher zu erkennen. Die Ergebnisse zu den Heistellen werden hier vorgestellt.

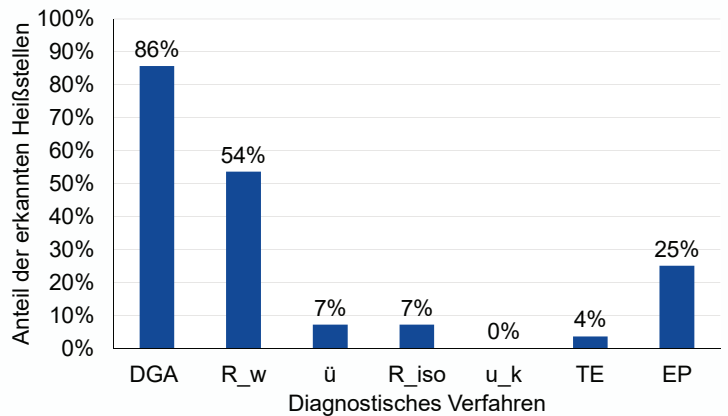


Beispiele für Heistellen an Kontakten und Kern

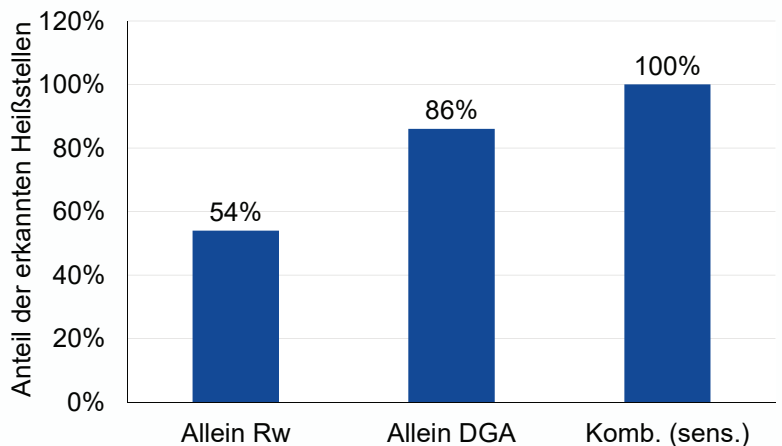


Teilleiterunterbrechung, nicht in DGA auffällig

Erkennen von Heistellen



Erkennen von Heistellen



Auffälligkeiten von Heistellen nach diagnostischen Verfahren und Kombinationen von Verfahren

Zusammenfassung

- Beispielhaft war nur durch die Kombination der beiden Verfahren Wicklungswiderstände und DGA innerhalb der untersuchten Transformatorenpopulation eine treffsichere Anzeige aller Heistellen möglich
- Auch Widerstandserhöhungen (ohne Heistelle) können eine Gefahr darstellen
- Durch Kombination unterschiedlicher Mess- und Analyseverfahren lassen sich Heistellen sehr sicher detektieren

Abschätzung des technischen Alters von Leistungstransformatoren mit einem neuronalen Netz

Henning Schnittker¹, Peter Werle¹, Tobias Münster², Matthias Lottner²

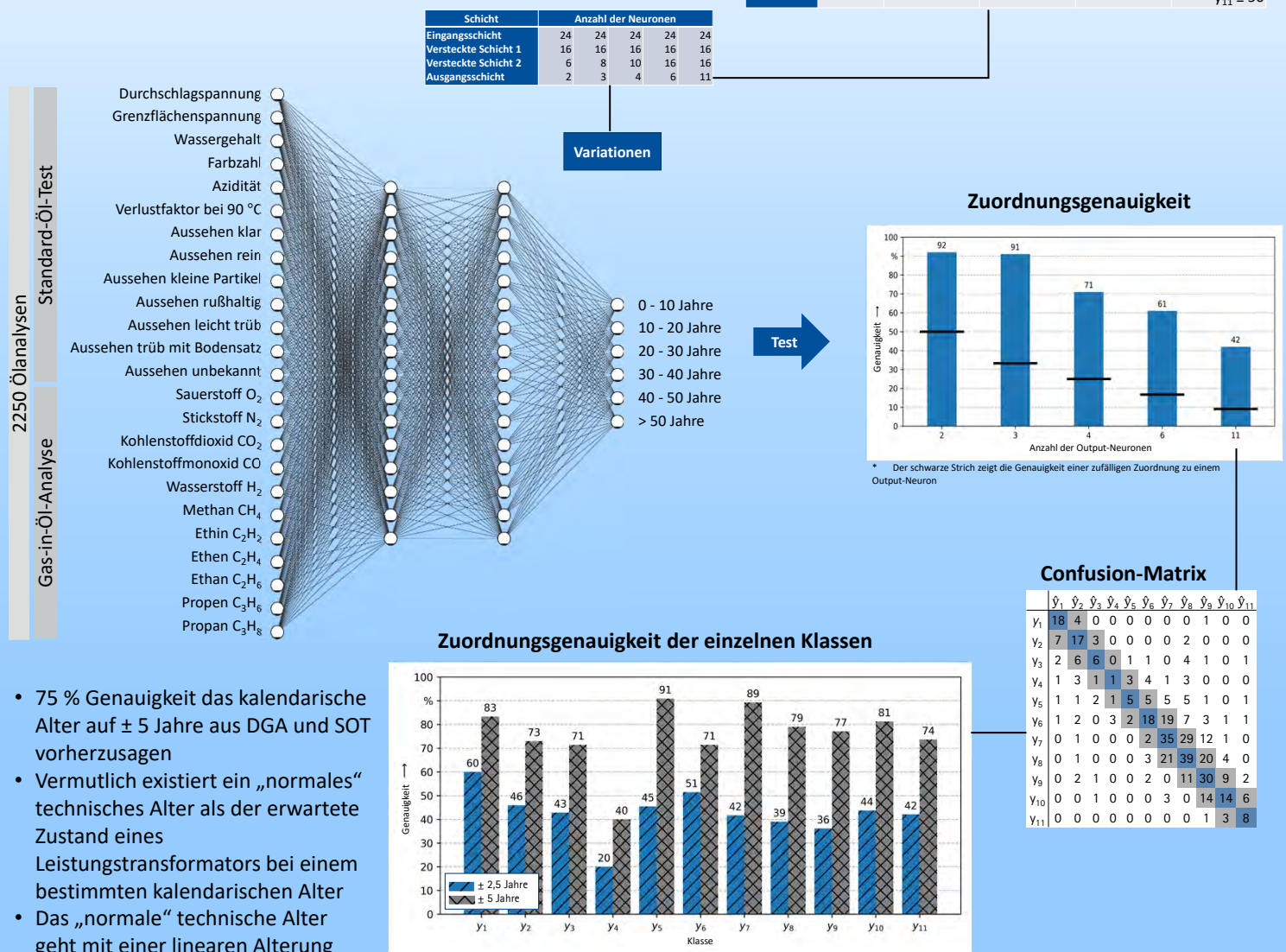
¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme

Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

² TenneT TSO GmbH

Kurzfassung

Es wird ein künstliches neuronales Netz zur Schätzung des technischen Alters von Leistungstransformatoren auf der Grundlage der Messergebnisse von 2250 Standard-Öl-Tests und Gas-in-Öl-Analysen erstellt. Die Vorhersagegenauigkeit für ± 5 Jahre beträgt 75 % und zeigt die Überschneidung zwischen dem technischen und dem kalendarischen Alter der Leistungstransformatoren.



- 75 % Genauigkeit das kalendarische Alter auf ± 5 Jahre aus DGA und SOT vorherzusagen
- Vermutlich existiert ein „normales“ technisches Alter als der erwartete Zustand eines Leistungstransformators bei einem bestimmten kalendarischen Alter
- Das „normale“ technische Alter geht mit einer linearen Alterung einher
- Folglich hier: Anteil von 25 % mit beschleunigter Alterung

Untersuchung des Diffusionsverhaltens von verschiedenen Säurekonfigurationen in Papier-Öl-Isolierungen

Büsrâ Özdemir¹, Yunfei Wang¹, Peter Werle¹

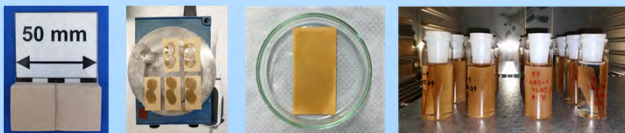
¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

Kurzfassung

Es wird der Diffusionsprozess von Säuren sowie deren Auswirkung auf Papier-Öl-Isolierungen bei verschiedenen Temperaturen untersucht. Zur Untersuchung werden die Ameisen-, Essig-, Lävulin- und Stearinsäure herangezogen. Bei hohen Temperaturen ab 70 °C wird die Diffusion der Säuren zwischen Papier und Öl beschleunigt, wobei hohe Temperaturen auch eine Dissipation der Säuren verursachen.

Probenpräparation

- Untersuchung von insgesamt 3 Probenreihen mit Ameisen-, Essig- und Lävulinsäure
 - Raumtemperatur (RT), 70 °C und 100 °C
 - 6, 24, 72, 120, 168, 240, 384, 744 und 1224 h
- Pro Probenflasche wurden 5 Papierstreifen, die mit Säure vorbehandelt wurden, in 30 ml Isolieröl gelegt
- Gas-to-Liquids-Öl (GtL), geschlossenes System

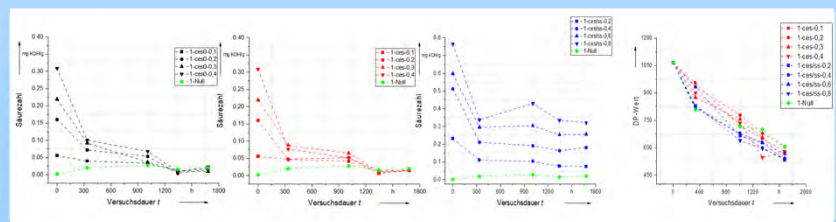
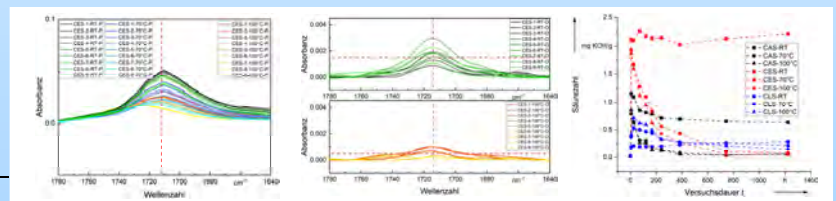
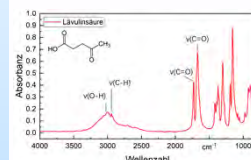
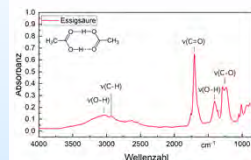
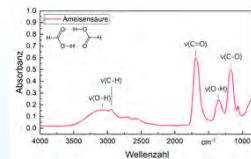


- Zwei Versuchsreihen, in denen GtL inhibiertes und nicht-inhibiertes Öl mit Säure konfiguriert wurde
- Geschlossenes System
- Erster Versuch: Konfiguration der Isolieröle auf Säurezahl von 0,1; 0,2; 0,3 und 0,4 mg KOH/g mit Essigsäure
 - ces (mit 1:10-Öl-Papier-Verhältnis)
 - ces0 (kein Papier)
- Zweiter Versuch: Konfiguration der Isolieröle auf Säurezahl von 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 mg KOH/g mit Essig- und Stearinsäure zu jeweils 50 %
 - ces/ss (mit 1:10-Öl-Papier-Verhältnis)
- Zusätzliche Versuchsreihe mit unbehandeltem Isolieröl als Nullprobe (null)

Versuchsreihe	ces/ss	ces	ces0	null
Versuchsbedingungen bei RT, 35 °C, 70 °C, 110 °C	220:22 Öl-Papier-Verhältnis 1:1 Säureverhältnis	220:22 Öl-Papier-Verhältnis Essigsäure	220:0 Öl-Papier-Verhältnis Essigsäure	220:22 Öl-Papier-Verhältnis Keine Säure
Säurezahl	0,2 0,4 0,6 0,8	0,1 0,2 0,3 0,4	0,1 0,2 0,3 0,4	0

- Säurezahl als Mittel zur Darstellung des Säuregehalts des Isolieröls
- Infrarot-Spektroskopie als Mittel zur Abbildung der Säureverteilung
 - Die Säurekonzentration wird durch die Intensität der Absorption bestimmt

Name	Formel	Typische Substanz	Wellenzahlbereich [cm ⁻¹]
Hydroxylgruppe	O-H (frei) O-H (H gebunden)	Alkohole (verdünnt) Alkohole (konzentriert), Carbonsäuren	3550-3650 3200-3400
Methingruppe	C≡C-H	Acetylen (CH)	3300
	C=C-H	Benzol (CH), Ethen (CH)	3010-3100
	C=C-H	Ethan (CH)	2950-3000
Alkylgruppe	C≡C	Acetylen	2100-2250
Nitril	C≡N	Nitrile	2220-2255
Carbonylgruppe	C=O	Aldehyd, Keton	1700-1740
Carboxylgruppe	-COOH	Carbonsäuren (Monomer)	1750-1770
		Carbonsäuren (Dimer)	1700-1725
Alkenylgruppe	C=C	Alkene	1500-1900
Alkylgruppe	C-C	Alkane	600-1500



Ergebnis

Die Ergebnisse zeigen, dass die Säuren zwischen Papier und Isolieröl diffundieren. Die Säurepeaks von Ameisen- und Essigsäure im IR-Spektrum zeigen nach 6 h bei Raumtemperatur eine konstante Peakhöhe. Dies zeigt, dass der Prozess in jedem Fall innerhalb von 6 h abgeschlossen ist. Bei Lävulinsäure dauert der Prozess doppelt so lange, da der Peak erst nach 24 h auftritt. Für Lävulinsäure wurde auch gezeigt, dass die Diffusionsgeschwindigkeit mit steigender Temperatur zunimmt. Insgesamt waren die Säurepeaks bei Raumtemperatur deutlich höher als bei 70 °C und 100 °C. Zudem ist zu erkennen, dass unabhängig vom Papiergehalt die Säuren im Isolieröl bei Temperaturen ab 90 °C in der Papier-Öl-Isolierung nicht in gebundener Form vorliegen.

Bildung von C4- und C5- Kohlenwasserstoffen als Fehlergase in Isolierflüssigkeiten unter verschiedenen Fehlerszenarien in Leistungstransformatoren



K. Homeier¹, L. Stahl¹, P. Werle¹, D. Wilke², M. Hahn²

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für elektrische Energiesysteme (IfES)
FG Hochspannungstechnik und Asset Management, Schering-Institut

² Elektrochemie Halle GmbH
homeier@ifes.uni-hannover.de



Kurzfassung

Diese Studie untersucht das Alterungsverhalten in Isolierflüssigkeiten infolge von verschiedenen Fehlerszenarien in Leistungstransformatoren. Hauptaugenmerk wird dabei auf die Bildung von gasförmigen Alterungsprodukten gelegt. Neben den konventionellen Fehlern werden die in Labormodellen gealterten Isolierflüssigkeiten auch noch in Hinblick auf die Präsenz von höherwertigen C₄- und C₅- Kohlenwasserstoffen (KW) analysiert. Im Allgemeinen wird eine Bildung der höherwertigen KWs in allen Fehlerszenarien festgestellt.

Detektion der höherwertigen Kohlenwasserstoffe

Mit einem entwickelten modifizierten Gaschromatographen erfolgt die Detektion in einer DGA.

- spezielle Entgasung
- spezielle Trennsäulen mit geeigneten Temperatur- und Schaltprogrammen



Ausgewählte C₄- und C₅- Kohlenwasserstoffe

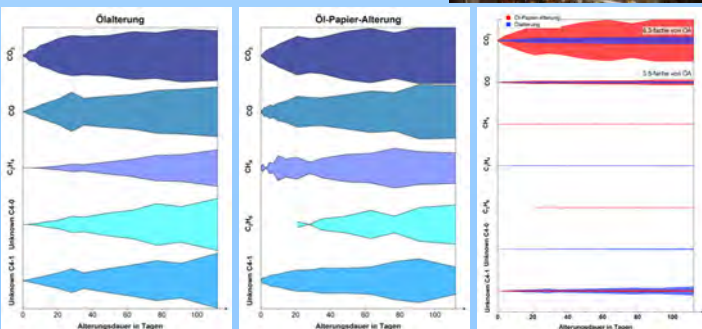
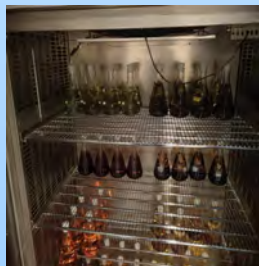
n-Butan (n-C ₄ H ₁₀)	i-Butan (i-C ₄ H ₁₀)	n-Pentan (n-C ₅ H ₁₂)	i-Pentan (i-C ₅ H ₁₂)
Butan	2-Methylpropan	Pentan	2-Methylbutan
Siedetemp.: -0,5 °C	Siedetemp.: -11,7 °C	Siedetemp.: 36 °C	Siedetemp.: 28 °C

Zunächst wurden lediglich 4 C₄- und C₅- Fehlerrgase ausgewählt und kalibriert. Dazu zählen n- und i-Butan und n- und i- Pentan.

Ölalterung und Papieralterung

Reine Öl- (OA) oder Papieralterung (PA) im Labor

- 1:10 Papier-Öl-Verhältnis für PA
- bei 120 °C im Wärmeschrank
- Abkühlung unter Ar-Atmosphäre
- Bsp. synthetische Esterflüssigkeit

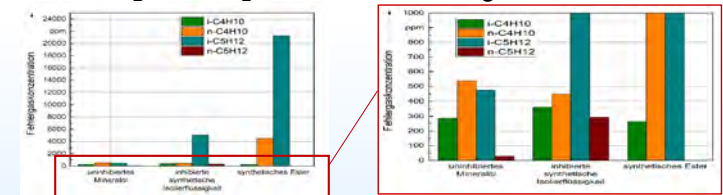


In der synthetischen Esterflüssigkeit wird vor allem CO₂ und CO sowie unbekanntes C₄-1 in beiden Fehlerarten generiert. Aber bei OA wird daneben auch noch Ethen sowie C₄-0 generiert, während bei PA Methan und Ethan gebildet wird. Deutlich wird ein annähernd steigender Trend über der Belastungsdauer.

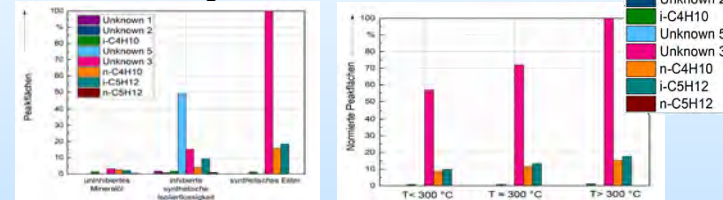
Thermischer Fehler

Das thermische Fehlermodell

- konzentrisch um ein Keramikstab gewickelter Draht
- übergestülpte Kupferhülse für Wärmestau
- Kühlung des umgebenen Öls im Prüfgefäß



Bei der synthetischen Esterflüssigkeit werden die höchsten Fehlerrgaskonzentrationen detektiert.

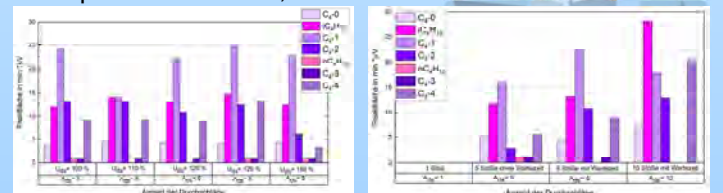
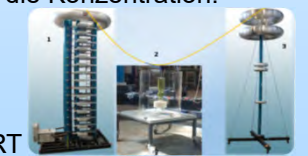


Es werden noch weitere höherwertige KW gebildet. Je höher die Temperatur desto höher die Konzentration.

Elektrischer Fehler

D-Fehler im Labor

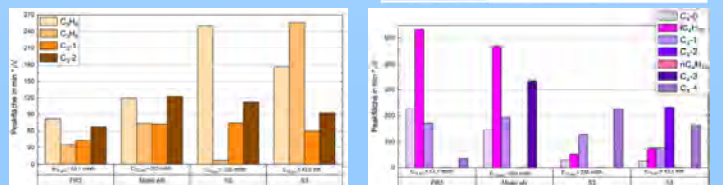
- Prüfgefäß nach IEC 60897
- Bsp nat. Ester bei 2,5 cm und RT



Annähernd kann ein steigender Trend über der Energie sowie über der Anzahl der Stöße beobachtet werden.

TE-Fehler im Labor

- Rillenelektroden
- PTFE Scheiben



Zusammenfassung

Bei den verschiedenen Isolierflüssigkeiten sowie auch Fehlerarten werden unterschiedliche aussagekräftige höherwertige Fehlerrgase erkennbar. Diese ersten Messreihen zeigen vielversprechende Ergebnisse, dass ein neues DGA-Verfahren unter Einbeziehung der höherwertigen Kohlenwasserstoffe eine verbesserte DGA-Interpretation ermöglichen kann.

Chair Cigré Study Committee Power transformers and reactors

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

Cigré in general

SC A2 – Power transformers & reactors

Pascal Müller, Chair SC A2
TLM 2022



A collaborative global community sharing knowledge and expertise

Knowledge programme structure



A collaborative global community sharing knowledge and expertise

CIGRE current strategic focus

- Capturing all relevant aspects of the Energy Transition
- Industry Transformation on equipment, planning, design and operation in Transmission & Distributions systems
- Environment, sustainability and governance paradigms affecting the company's business models
- System Performance with high penetration of Inverter Based devices
- Hydrogen as a new energy driver
- Unbiased information for all stakeholders

Current pressing challenges focused on

- Renewable energy sources
- Compliance to environmental requirements
- Limitations to build new transmission infrastructures
- Architecture of Transmission and Distribution networks and systems
- Maintaining the existing power systems by Artificial Intelligence tools
- Transmission of large amounts of power over long distances
- Cyber security and very fast communication, control and supervision systems
- Intermittency of renewable power generation
- Market Regulation enhancements
- New Gases to replace SF6



CIGRE's Study Committees and domains of work

Group A – Equipment

A1 Rotating electrical machines

A2 Power transformers and reactors

A3 Transmission and distribution equipment

Group B – Technologies

B1 Insulated cables

B2 Overhead lines

B3 Substations and electrical installations

B4 DC systems and power electronics

B5 Protection and automation

Group C – Systems

C1 Power system development and economics

C2 Power system operation and control

C3 Power system environmental performance

C4 Power system technical performance

C5 Electricity markets and regulation

C6 Active distribution systems and distributed energy resources

Group D – New materials and IT

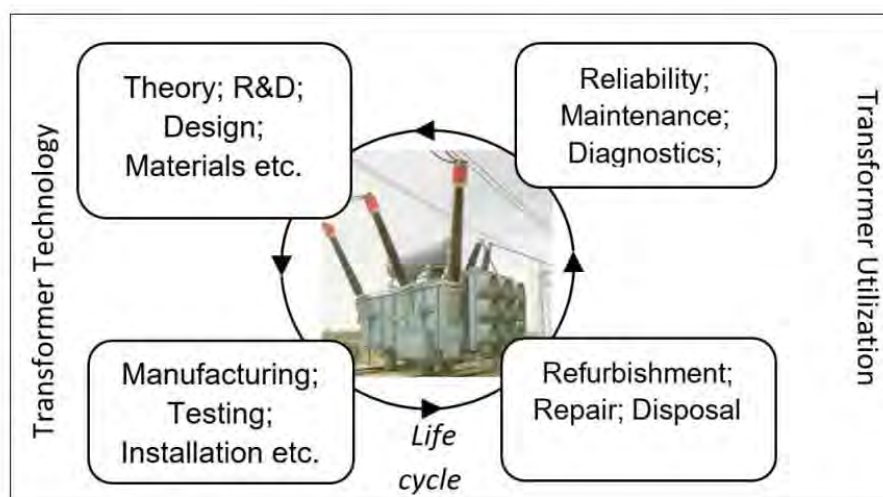
D1 Materials and emerging test techniques

D2 Information systems and telecommunication



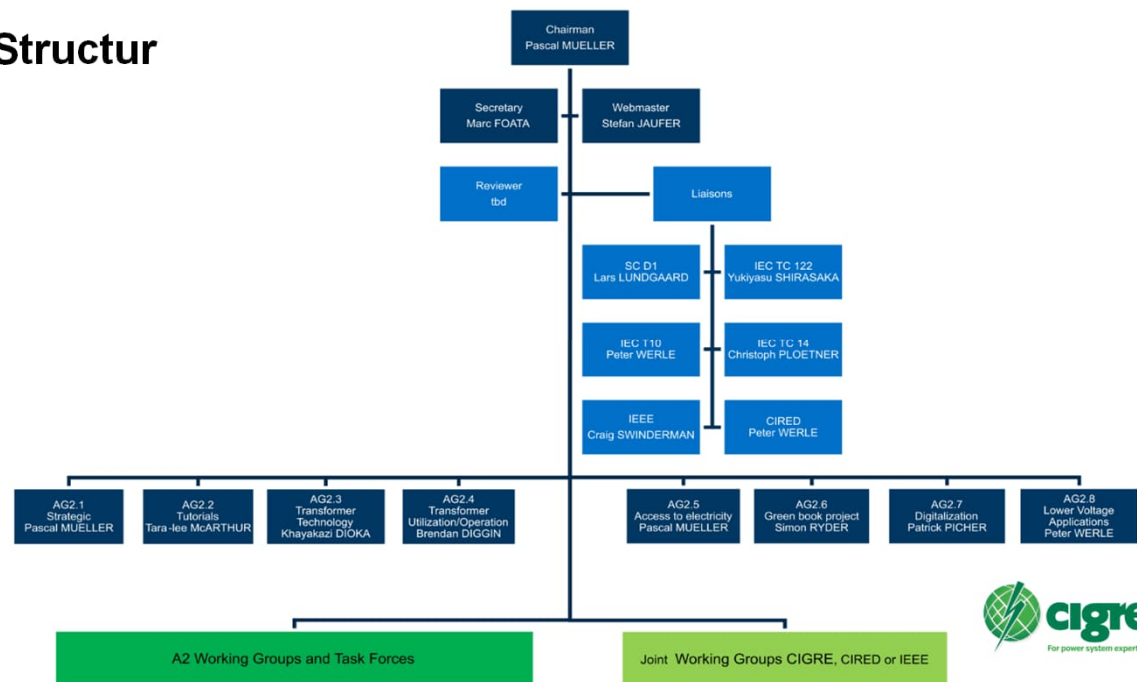
A collaborative global community sharing knowledge and expertise

SC A2 – Power transformers & reactors → Field of Activities



A collaborative global community sharing knowledge and expertise

Struktur



Strategy and New Topics

Services to Customers

- Life management of transformers and reactors
 - Economic issues
 - Reliability and availability information on power transformers in service
 - Impact of accessories on transformer reliability
- ➔ Promotion and dissemination of Study Committee A2 work



A collaborative global community sharing knowledge and expertise

Strategy and New Topics

Technology Issues

- New technologies for design, manufacture and testing
- Application of new materials
- Better energy efficiency and lower environmental impact
- Integration of DER
- Digitalisation
- Analysis of electric, magnetic and thermal fields
- Safety issues for transformers



A collaborative global community sharing knowledge and expertise

Channels of Communication

LinkedIn → [.....CIGRE SC A2](#)

- News
- Announcements
- Discussions

Web → <https://a2.cigre.org/>

- About SC A2
- Technical activities
- Publications



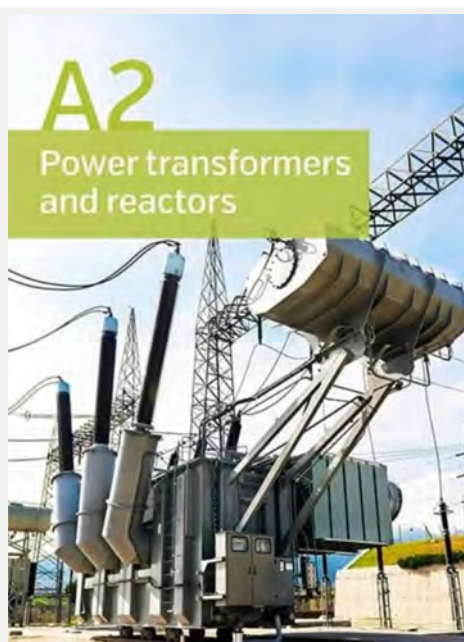
A collaborative global community sharing knowledge and expertise

Next Events

Event	Date	Location
Workspot X	November 27 th - 30 th 2022	Foz de Iguazu, Brazil
CIGRE 2023 Symposium	September 4 th - 7 th , 2023	Cairns, Australia
SC A2 Colloquium & 6 th ICTRAM 2023	October 2 nd to 6 th , 2023	Split, Croatia



A collaborative global community sharing knowledge and expertise



**Thank you for your attention
and supporting A2**

See you in Split 2023



CIGRE SC A2





Wir gehören zu den fünf grössten Energiedienstleistern der Schweiz

1'213 Mitarbeitende	5,4 TWh Jahresproduktion Strom	235'380 Kundinnen und Kunden	1'373 Mio. Franken Umsatz
114 davon in Graubünden	437 GWh Absatz Wärme und Kälte, 74,5% CO ₂ -neutral produziert	210'909 Private	80 Mio. Franken Gewinnablieferung an die Stadt Zürich
1892 Seit 130 Jahren Strom für die Stadt Zürich und Teile Graubündens	66'227 t CO ₂ -eq bei Kundinnen und Kunden reduziert oder vermieden	24'471 Gewerbe und Geschäfte	1 Dienstabteilung der Stadt Zürich (Departement der Industriellen Betriebe)
Zahlen per 31.12.2021		280'347 verfügbare Breitbandanschlüsse	

2

Die Einflüsse auf unsere Geschäftstätigkeit sind vielfältig



Markt

- Volatile Energiepreise als Herausforderung
- Neue Wettbewerberinnen, Wettbewerber und Startups treten in die Branche ein



Politik

- Netto-Null: Ziel der Stadt Zürich bis 2040, Bund bis 2050
- Energiewende und Energiestrategie 2050



Technologie

- Digitalisierung
- Neue Geschäftsfelder im Bereich Elektromobilität oder Speicher



Gesellschaft

- Nachhaltigkeit und Klimawandel gewinnt für Kundinnen und Kunden an Bedeutung
- Widersprüchliche Interessen hinsichtlich Natur- und Umweltschutz

3

Unsere Vision: Neue Energie für ein gutes Morgen.



Wer sich eine gute Zukunft wünscht, muss sich schon heute dafür engagieren. Als engagierte Macherin tun wir genau das. Jeden Tag. Für euch. Mit euch.

Dafür investieren wir in neues Wissen, nutzen fortschrittliche Technologien und sichern eine zuverlässige Versorgung.

Und weil wir schon heute das nachhaltigste Energieunternehmen der Schweiz sind, ermöglichen wir allen, ihren Beitrag zu einer erneuerbaren Zukunft zu leisten.

4

ewz – mehr als Strom: Von der Produktion über den Handel bis hin zu innovativen Energie- und Kommunikationslösungen



1 Energieproduktion



2 Netzinfrastuktur



3 Energiewirtschaft



4 Energielösungen



5 Produkte und Dienstleistungen



6 Nachhaltigkeit, Klima- und Umweltschutz

1 Wir setzen konsequent auf den Ausbau der Stromproduktion aus Wasser, Wind und Sonne



- Mit dem starken Ausbau erneuerbarer Energien leisten wir einen wesentlichen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz, zur Erreichung des Netto-Null-Klimaziels und zur Energiewende.
- Wir investieren bevorzugt dort in erneuerbare Energien, wo die natürlichen Ressourcen für die jeweilige Technologie am besten verfügbar sind.
- Wir setzen uns für Schweizer Windprojekte ein – und für raschere Bewilligungsverfahren.
- Die Wasserkraft bildet weiterhin einen wichtigen Baustein unserer erneuerbaren Energieproduktion.

Wir sind schweiz- und europaweit tätig

Schweiz

Europa



-  Windkraft
-  Wasserkraft
-  Kernkraft
-  Kehrichtverbrennung
-  Biomasse
-  Photovoltaik und Sonnenenergie
-  Wärme-Contracting
-  Energie-Contracting
-  Glasfasernetz Telecom
-  Verteilnetz

7



8

Abtign-Staumauer im Bergell mit erster hochalpiner Photovoltaik-Anlage

2 Unsere Netze sichern die verlässliche, effiziente Stromversorgung, das Glasfasernetz ermöglicht flächendeckende Digitalisierung



- Betrieb der Verteilnetze in der Stadt Zürich sowie in Teilen von Mittelbünden und des Bergells
- Einführung intelligenter Stromzähler (Smart Meter) als Basis für ein intelligentes, effizientes Netz (Smart Grid)
- Betrieb und Ausbau des Zürcher Glasfasernetzes ewz.zürinet
- Betrieb und Unterhalt der öffentlichen Beleuchtung und Uhren in der Stadt Zürich

9

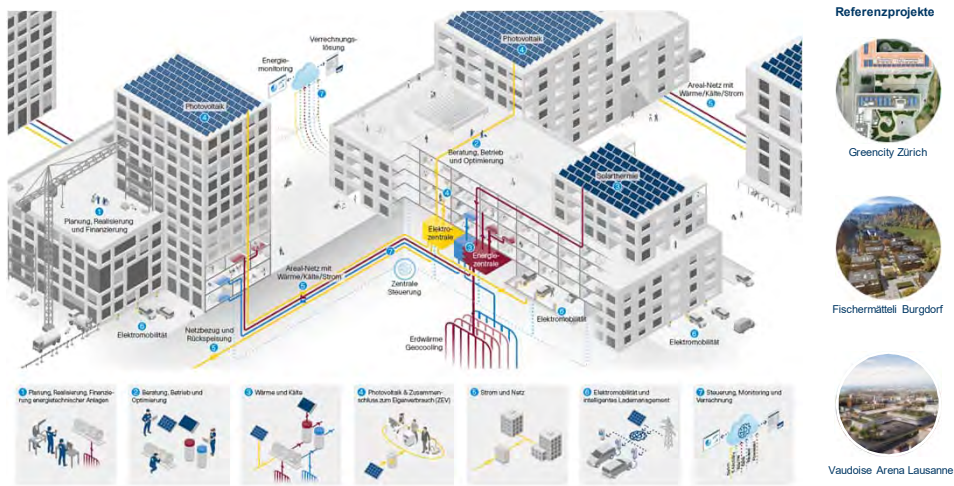
3 Wir handeln mit Strom – für ein optimales Verhältnis zwischen Produktion und Absatz



- Frühzeitige Absicherung des Produktionsüberschusses aus eigenen Kraftwerken und Beteiligungen
- Sicherstellung des kurzfristigen Ausgleichs zwischen Produktion, Vertrieb und Handel
- Aktiver Handel an Strombörsen über einen sehr kurzen (bis zu einer Stunde vor Lieferung) bis zu einem mittelfristigen Zeithorizont von zwei Jahren.

10

4 Ganzheitliche Energielösungen für komplexe Areal- und Grossprojekte sowie Energieverbunde für Quartiere und Gemeinden



11



12

Energieverbund Albstadt und Hög, Wendthol

5 Mit innovativen Produkten & Dienstleistungen führen wir unsere Kundinnen und Kunden in eine smarte und CO₂-neutrale Zukunft



Solarstrom für alle

- Bürgerbeteiligungsmodelle: ewz.solarzüri und ewz.solargrischun
- Rundum-Sorglos-Paket für Liegenschaftsbesitzende



Elektromobilität

- Schnellladestationen in der Stadt Zürich
- Ladeinfrastrukturen für Private und als integrierter Teil der Energieinfrastruktur grösserer Areale und Liegenschaften



Telecom-Lösungen

- Flächendeckendes Glasfasernetz ewz.zürinet mit 280'000 Breitbandanschlüssen in der Stadt Zürich
- Massgeschneiderte Telecom-Lösungen für Unternehmen



Beratung und Förderung

- Energieberatungen
- Förderprogramme

13

6 Nachhaltigkeit, Klima- und Umweltschutz leben wir ganzheitlich – von der konsequenten CO₂-Reduktion bis hin zu Renaturierungen



Umfassende Massnahmen zur CO₂-Reduktion

- Erneuerbare Energien
- Nachhaltige Versorgung von Gebäuden, Arealen, Quartieren
- Realisierung von Energie- und Seewasserverbunden



Erhaltung der Biodiversität

- naturemade star-Fonds
- Sanierungen von Gewässern, die durch die Wasserkraftwerke wesentlich beeinflusst werden
- Grünflächen auf ewz-Arealen

14

Wir sind für die Zukunft gerüstet...



- Mit unserer Wertschöpfungstiefe (Produktion, Handel, Netz und Vertrieb) und unserer Wertschöpfungsbreite (Strom, Wärme/Kälte und Telekommunikation) sind wir auf die kommenden Herausforderungen vorbereitet.
- Wir wurden zum wiederholten Mal zum nachhaltigsten Energiedienstleister der Schweiz ausgezeichnet.
- Wir zeigen bei veränderten Rahmenbedingungen, dass Nachhaltigkeit wirtschaftlich ist.

15

... und packen sie an.



Transformer manufacturing in a changing environment



Irish, Located in Waterford
 Joined ABB in 1997
 Management positions in Engineering, Factory
 management, Global manager for Distribution (6 years) and Power
 transformers (8 years) , Europe
 Regional Manager 4 years
 Married with 4 adult daughters

BE in Electrical and Electronic Eng
Executive MBA

26 years with ABB & HE, mostly international + 12 years previous experience in R&D and manufacturing management

Enjoys time with customers, interested in technology and solutions for customer needs

Notizen zum Vortrag

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

Kieran Kenealy

HITACHI
Inspire the Next

Speaker



Kieran Kenealy
Irish, Located in Waterford
Joined ABB in 1997
Management positions in Engineering, Factory management, Global manager for Distribution (6 years) and Power transformers (8 years) , Europe Regional Manager 4 years
Married with 4 adult daughters



BE in Electrical and Electronic Eng
Executive MBA



26 years with ABB & HE, mostly international + 12 years previous experience in R&D and manufacturing management



Enjoys time with customers, interested in technology and solutions for customer needs



Working hard to make the best transformers in the world!



Enjoying time with family & friends, road cycling and outdoor pursuits

© Hitachi ABB Power Grids 2021. All rights reserved

1

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



1

HITACHI
Inspire the Next

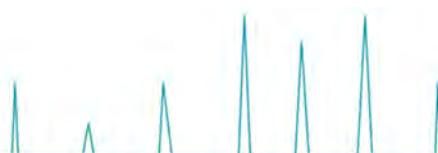
1. HSE Message
2. Hitachi Energy HUB Europe
3. Sustainability in Transformers

2

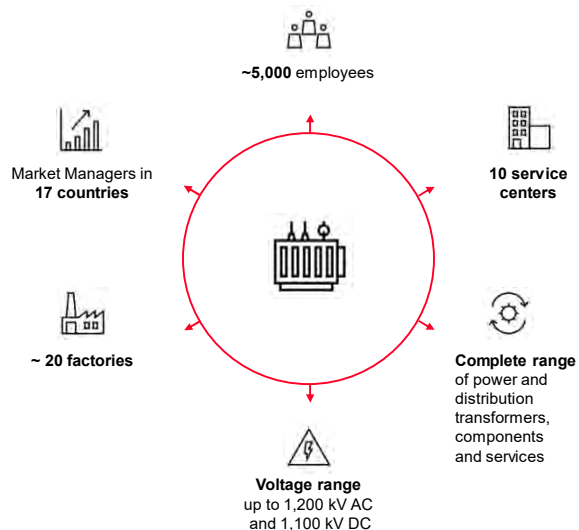
Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



2



PGTR HUB EUC

HITACHI
Inspire the Next



3 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

3

The journey continues with the world's largest installed base

HITACHI
Inspire the Next

Today the journey of pioneering innovation continues



WindStar transformer
for large offshore wind turbine



Subsea transformer
for depths up to 3,000 meters



HVDC transformer
world's most powerful 1,100 kilovolt (kV) transformer



Digital Transformers
Enabling your digital future

130 years of groundbreaking solutions

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



4

Transformers — Key Customers Segments

HITACHI
Inspire the Next
**Datacenters**

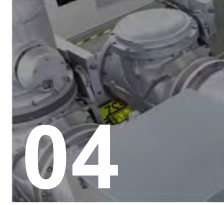
- Reliable partner for global Datacenter customers
- Ensuring world class the stability and reliability

**Renewables**

- Integrating more green energy into the grid
- Superior engineering and design for grid complexity

**Utilities**

- Partner of choice for utilities with a long-history
- Product and Service offering to serve the most complex customer requirements

**Industries**

- Long-term collaboration e.g. O&G, Pulp and Paper globally
- Global network to provide offering worldwide

**Transportation**

- Worlds largest traction transformers manufacturer
- Wide transformers offering for Marine industry

COMPONENTS

Various

Vestas

SIEMENS Gamesa

Ørsted

E.ON

Enel

Tennet

O-BASF

Hitachi Energy

Hitachi Energy

ALSTOM

Hitachi Energy

STADLER

5

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.


5

HITACHI
Inspire the Next

1. HSE Message
2. Hitachi Energy HUB Europe
3. Sustainability in Transformers

6

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.


6

Our Purpose and Our Heritage

HITACHI
Inspire the Next

“

Electricity will be the backbone of the entire energy system

 **Hitachi Energy**
Advancing a sustainable energy future for all

We are advancing the world's energy system to be more sustainable, flexible and secure

As the pioneering technology leader, we collaborate with customers and partners to enable a sustainable energy future – for today's generations and those to come

Sustainable (Green)

Enabling a carbon-neutral energy system through renewable integration, highly efficient end-to-end electrification including industry and transport, and our eco-efficient portfolio.

Flexible (Smart)

Enabling energy systems to actively minimize consequences of unexpected failures.

Secure (Strong)

Ensuring safe & secure mission-critical infrastructure with expert services and a flexible cyber and physical security offering.

Scalable Reliable Resilient Digitized

 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

 **Hitachi Energy**

7

Sustainability 2030 Targets

HITACHI
Inspire the Next

“

We have placed sustainability at the heart of our Purpose: focused on advancing a sustainable energy future.

Claudio Facchin
CEO, Hitachi Energy


 Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.
Our Targets**Planet****Carbon-neutral in our own operations**

- ↓ 50% CO₂ emissions along the value chain
- ↓ 50% waste disposed
- ↓ 25% freshwater use
- ↓ 25% hazardous substances and chemicals

People

- Zero harm
- Top quartile health absence rates
- Life-long learning culture
- Increase female diversity from 19% to 25% by 2025

Peace

- Zero incidents of corruption and bribery

Partnerships

- Increase involvement in multi-stakeholder partnerships

 **Hitachi Energy**

8

Our transformers are enabling decarbonization of energy systems

HITACHI
Inspire the Next

“

In 2050 World population expected to reach ~10bn

Urgent and important to limit global warming to 1.5°C

Integrating renewables

Transformers designed for variable Renewable Energy Systems

+37 GW of solar energy and +65 GW of wind energy are integrated

Enabling grid interconnections

Powerful transformers for grid interconnections

Enabled +72 GW of HVDC grid interconnections

Enabling access to electricity

Our transformers play a critical role in reaching electricity to a billion plus people.

With industry leading energy efficiency (losses) and reliability (Mean Time Between Failure Rate)

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



9

Service offerings supporting circular economy

HITACHI
Inspire the Next

Transformer repair or refurbishment

- Extension of transformer remaining useful life
- Carbon footprint saving due to re-use of major transformer components : Tank, core and winding , oil – and delayed replacement

Transformer replacement and recycling

- Turnkey replacement of transformer with energy efficient matching design
- Carbon footprint savings due to safe disposal of old unit including recovery and re-cycling of precious raw materials

Oil regeneration and reclaiming

- Recovery of aged transformer oil and processing to meet required specifications
- Carbon footprint saving due to re-use of old transformer oil

Component upgrades

- Upgrade of cooling systems, tap changers and bushings enable an extension of transformer life
- Carbon footprint saving due to delayed replacement of transformer



Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



10

10

EconIQ™ transformers: co-creating sustainable solutions

HITACHI
Inspire the Next

Your partner in the **sustainability** journey across the transformer life cycle

With **transparency** on environmental impacts using science-based methodologies

Solutions for decarbonization, enhanced safety, protecting ecosystems and responsible resource use

11

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



11

OceaniQ™ Transformers – a collaboration success

HITACHI
Inspire the Next

“...contributing to the sustainable and intelligent development of industry and society

Enabling affordable and efficient generation of clean energy

Offshore Wind Innovation Hub

Industry collaboration between Floater developer, EPCs, Wind farm developers to develop the world's 1st offshore floating transformer

Challenges resolved -

Dynamic motions and accelerations
Vibration and corrosion
Tight space limitations

Improving efficiency & sustainability, Reducing cost & time

Of off-shore wind energy

Game-changing floating technologies

Hitachi Energy now has a complete range of transformers and reactors for floating applications

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.

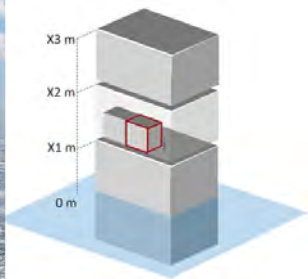


12

Impact of environmental loads on the floating substation

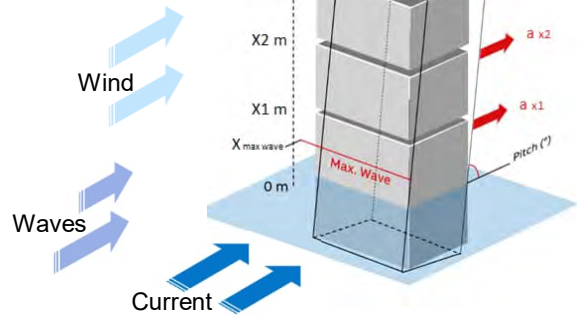
HITACHI
Inspire the Next

Floating Substation Model



Acceleration and inclinations due to environmental loads

Environmental Loads



Accelerations and inclinations are evaluated during service (25/30 YRP: FLS) and extreme whether (100 YRP: ULS) conditions

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



13

The energy transition is a challenge bigger than one company

HITACHI
Inspire the Next

This is a global challenge that spans industries, countries, societies and companies

Collaboration and co-creation through trusted and sustainable partnerships are key to developing the solutions our world needs

A sustainable energy future is one that is inclusive, equitable and just

We achieve more, together in partnership

“Our commitment to act now and drive business in a sustainable way

Internal
© 2022 Hitachi Energy. All rights reserved.



14

DC-Grid:Notwendigkeit für das Übertragungsnetz?



Stephan Pöhler studierte Elektrotechnik an der Universität Hannover mit dem Schwerpunkt ‚Elektrische Energieversorgung‘ und wurde 1989 am dortigen Schering-Institut für Hochspannungstechnik zum Doktor promoviert.

- | | |
|------|---|
| 1989 | Siemens AG Kabelwerk , Berlin
Entwicklung von VPE-Hochspannungskabeln und -garnituren |
| 1994 | The Furukawa Electric Co. Ltd., Tokyo
Manufacturing Technology Fellowship Program |
| 1995 | Technischer Vertrieb Hochspannungskabelanlagen |
| 1998 | Pirelli Kabel und Systeme GmbH , Berlin, Schwerin, Neustadt
Entwicklungsleiter |
| 2000 | Siemens AG , Erlangen , Leiter Business Excellence |
| 2003 | Segmentleitung AIS/GIS-Schaltanlagen Europa und GIL |
| 2008 | Leiter GIL und HS-Kabelgeschäft |
| 2014 | TenneT TSO GmbH , Bayreuth
Technical Consultant Asset Management, Asset Technology |
| 2016 | Ernennung zum Honorarprofessor der Leibniz Universität Hannover |

Notizen zum Vortrag

[illegible]

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?
Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

Hon.-



Einer muss da sein.

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Contents



TenneT at a Glance



Challenges



Off- and Onshore Grid Expansion and necessary measures



Multiterminal and Multivendor HVDC-Systems



Summary

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Contents



TenneT at a Glance



Challenges



Off- and Onshore Grid Expansion and necessary measures



Multiterminal and Multivendor HVDC-Systems



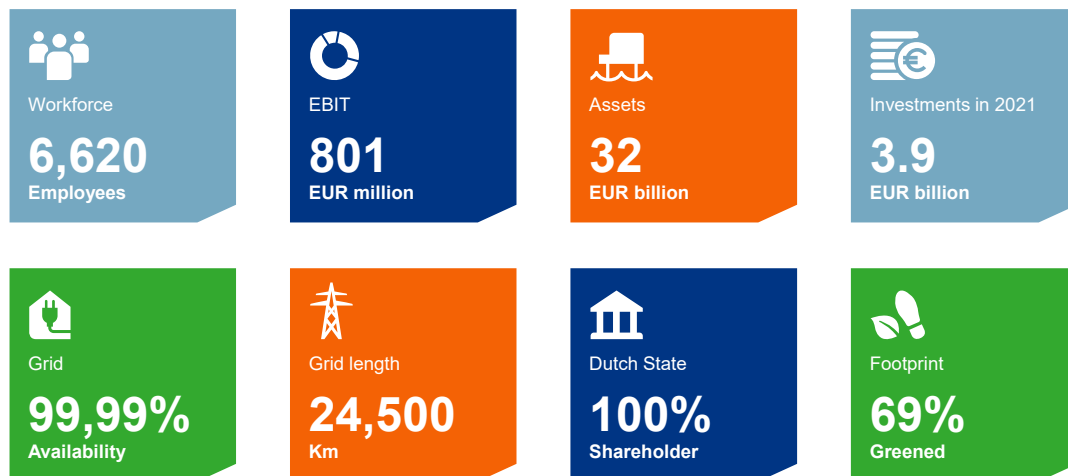
Summary

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



TenneT at a Glance 2021



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



TenneT at a Glance



Operation, maintenance and further development of the high-voltage grid in parts of Germany and in the Netherlands

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Contents



TenneT at a Glance



Challenges



Off- and Onshore Grid Expansion and necessary measures



Multiterminal and Multivendor HVDC-Systems



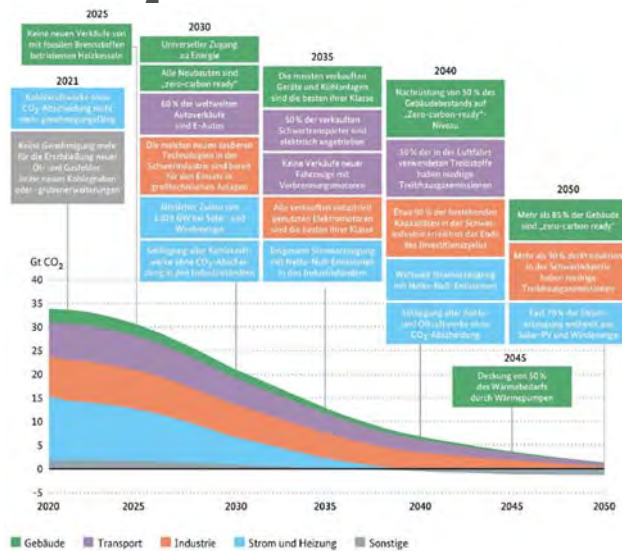
Summary

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Reduction of CO₂ Emissions



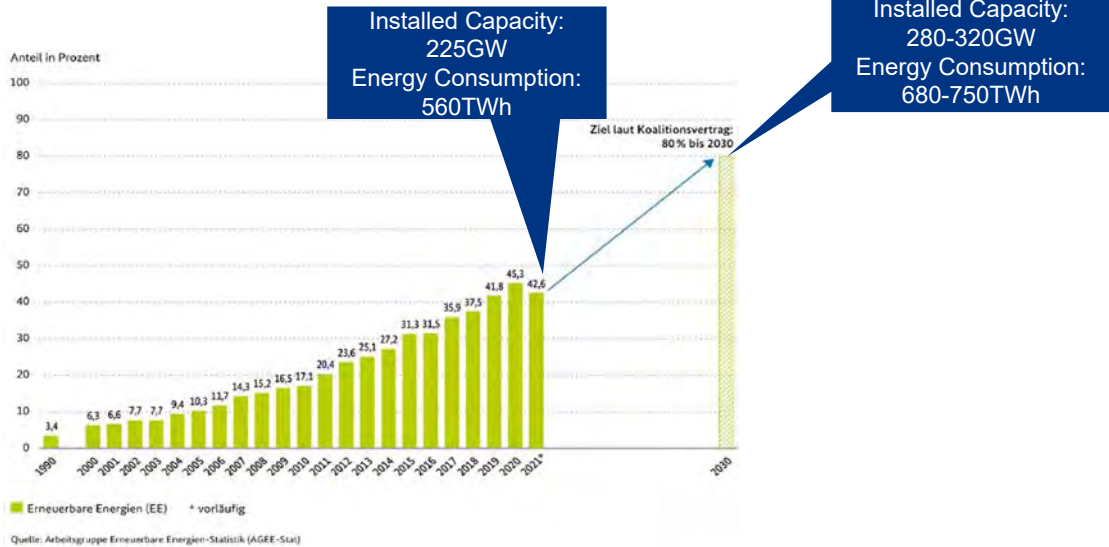
Quelle: nach International Energy Agency (IEA)

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Development of Renewable Energies in Germany

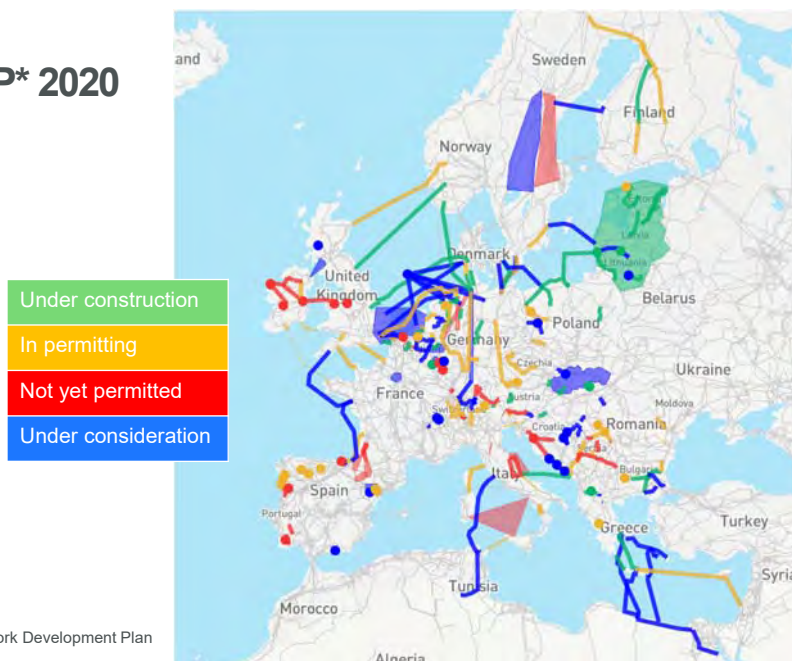


DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



TYNDP* 2020



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

Source: ENTSO-E



Contents



TenneT at a Glance



Challenges



Off- and Onshore Grid Expansion and necessary measures



Multiterminal and Multivendor HVDC-Systems



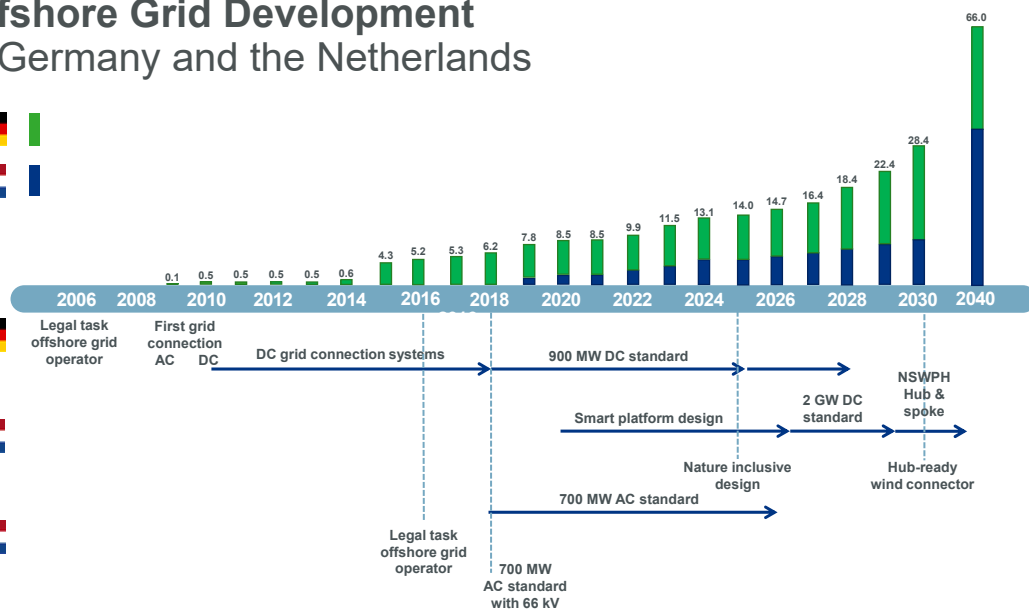
Summary

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Offshore Grid Development In Germany and the Netherlands



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

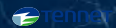
Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Offshore Wind Ambitions

Paris Climate Agreement
80-95% CO₂ reduction in 2050

Offshore Wind Capacity Roadmap
2030 (NL) – 11.5 GW (+5 – 8 GW?)
2030 (GER) – 20 GW
2040 (GER) – 40 GW
2040 (NL) – ~38.5 GW (+5 – 8 GW?)



Offshore Capacity in Germany and The Netherlands

9.832 GW in 2026 (GER)



alpha ventus – 62 MW – AC
Riffgat – 113 MW – AC
Nordergründe – 111 MW – AC



DolWin1 – 800 MW – DC
DolWin2 – 916 MW – DC
DolWin3 – 900 MW – DC
DolWin5 – 900 MW – DC
DolWin6 – 900 MW – DC



SylWin1 – 864 MW – DC
HelWin1 – 576 MW – DC
HelWin2 – 690 MW – DC



BorWin1 – 400 MW – DC
BorWin2 – 800 MW – DC
BorWin3 – 900 MW – DC
BorWin5 – 900 MW – DC

5.6 GW in 2026 (NL)



Borssele Alpha – 700 MW – AC
Borssele Beta – 700 MW – AC
Hollandse Kust (zuid) Alpha – 700 MW – AC
Hollandse Kust (zuid) Beta – 700 MW – AC
Hollandse Kust (noord) – 700 MW – AC
Hollandse Kust (west) Alpha – 700 MW – AC
Hollandse Kust (west) Beta – 700 MW – AC
Ten noorden v.d.W. – 700 MW – AC

Projects until 2030 (GER):

BorWin6 – 930 MW 2027
BalWin1 – 2000 MW 2029
BalWin2 – 2000 MW 2030
BalWin3 – 2000 MW 2030

**16.8 GW
until 2030**

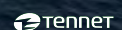
Projects until 2030 (NL):

IJmuiden Ver Alpha/ Beta / Gamma
each 2000 MW 2028 / 2029 / 2030

**11.6 GW
until 2030**

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Standardized platforms with 2 GW



Standardized platforms with 2 gigawatts transmission capacity for at least five projects; 525 kV cables

North Sea Wind Power Hub
as energy hub in the
North Sea for up to 180 GW



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

 tennet

Grid Development Plan NEP 2021-2035



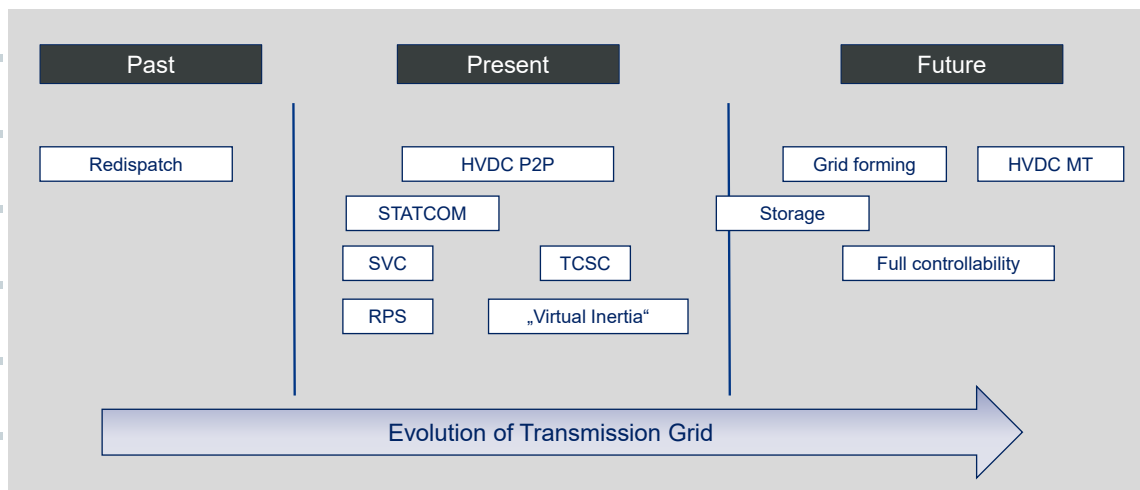
Source: Netzentwicklungsplan.de

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

 tennet

Transmission Grid Evolution



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Contents



TenneT at a Glance



Challenges



Off- and Onshore Grid Expansion and necessary measures



Multiterminal and Multivendor HVDC-Systems



Summary

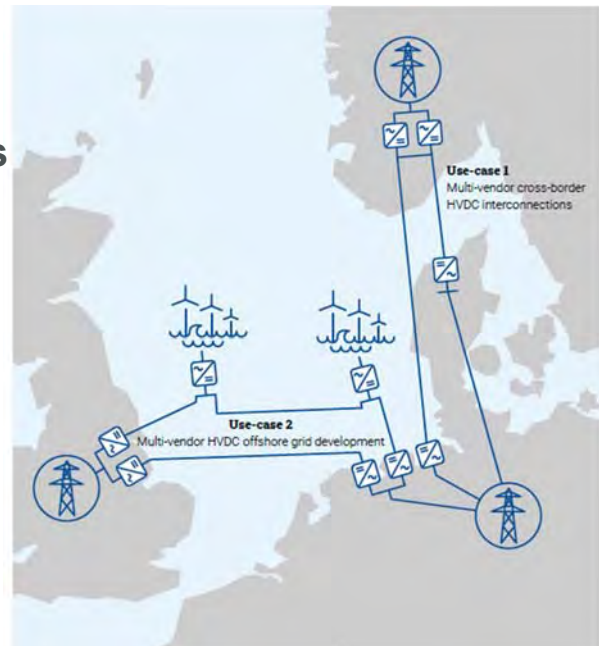
DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Future Outlook Multiterminal and Multivendor HVDC-Systems

Source: ENTSO-E T&D Europe
WindEurope/ 2021: Workstream
for the development of multi-
vendor HVDC systems



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Converter-Stations – Footage from Nordlink (Wilster)



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Converter-Stations – Footage from Nordlink (Wilster)



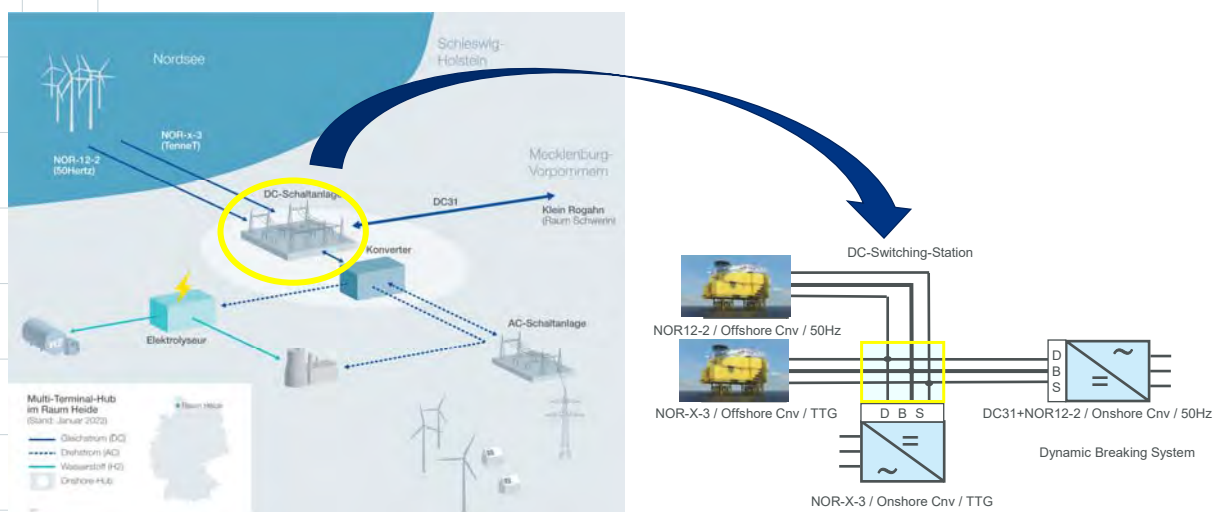
DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Onshore Multi Terminal DC-Hubs

Requirement of a DC-Switching-Station



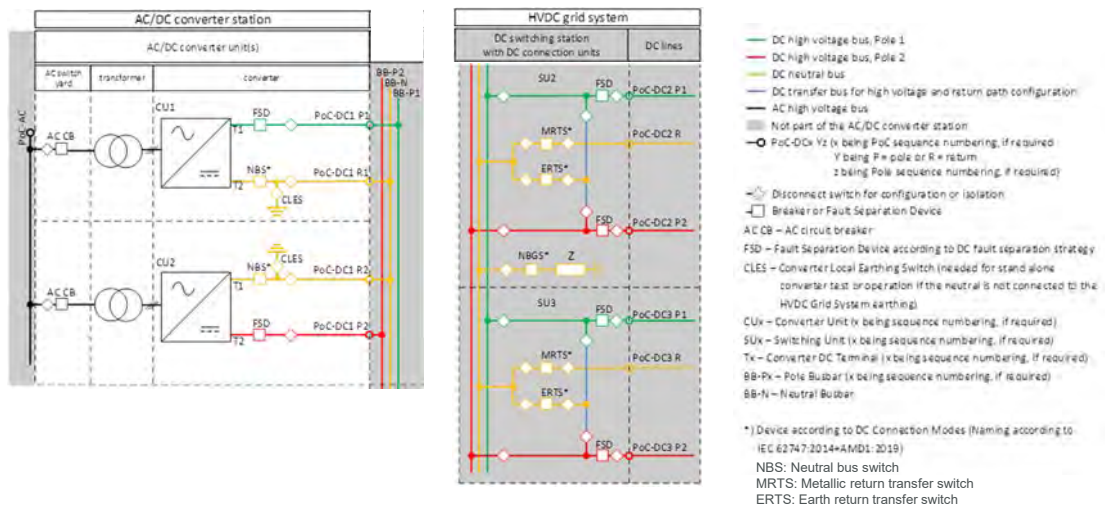
DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Norms and Standards for DC-Hubs and DC-Grids

Excerpts from Cenelec Guideline (CLC/TS 50654-1:2018 (E))



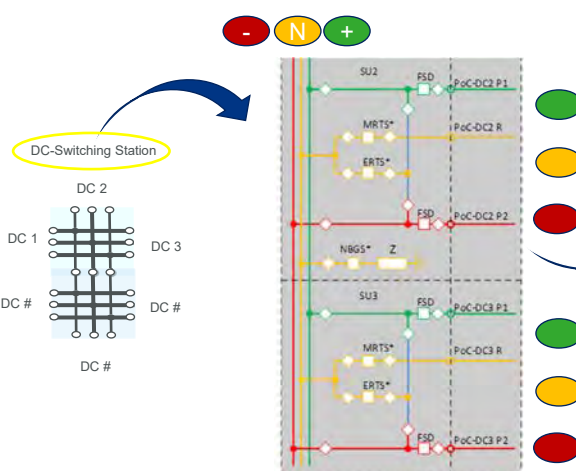
DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Onshore DC-Hubs

About DC-Switching-Station and DC-Switching-Units (2)



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



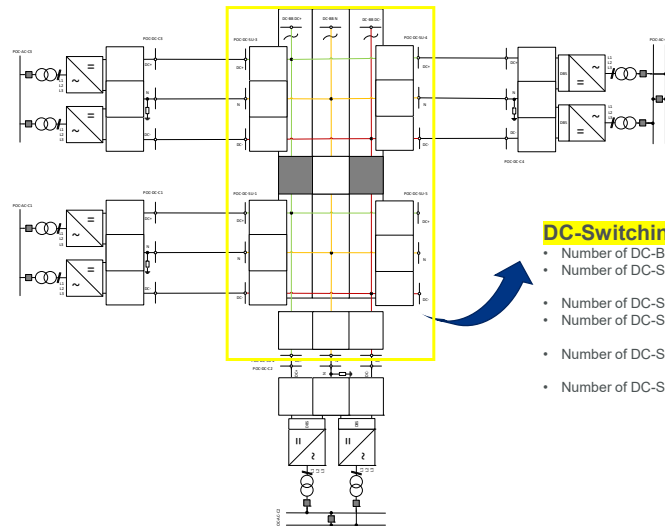
Expandability is a pre-requisite to enable a step-wise built-up of a pan-European DC Overlay Grid

Standardizations between different Suppliers / Vendors are a must, to enable a “Converter Station connected to a DC Grid”.

It's an integral part of “Multivendor Interoperability”.

MT HVDC Systems and Modular DC-Switching-Stations

Simplified Functional Single Line Diagram (SLD) – DC-Switching Station (2)



DC-Switching Station

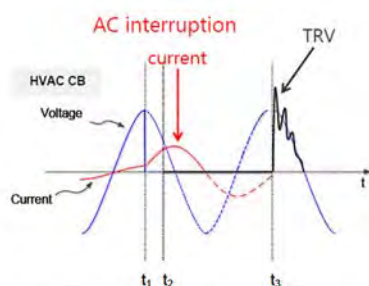
- Number of DC-BB Sections: 2
- Number of DC-SU-BC: 1
- Number of DC-SU-Underground Cable: 1
- Number of DC-SU-Subsea Cable: 2
- Number of DC-SU-Local Converter: 1
- Number of DC-SU-Reserve: 1 (at least)

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

 tennet

Short Circuit Current Interruption AC vs. DC

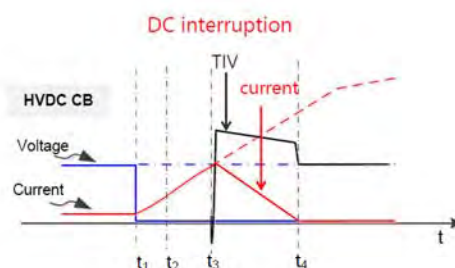


- AC CB passive –system determines short-circuit current
- System imposes TRV
- Synthetic test method can be applied



SLD-Curators – European Integrated HVDC Grids: Cross-border Interconnectors
This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement 101017714

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?



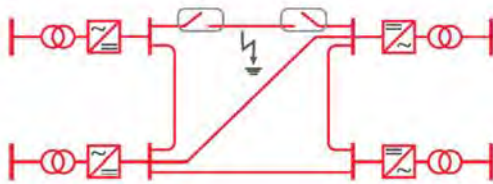
- DC CB is active - determines the peak current
- CB determines the TIV
- Needs MW to test

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

 tennet

How to make use of a DC Circuit Breaker?

- Enabler for Meshed HVDC grids
- In case of a fault, ensures that only affected part of the grid is disconnected
- Increasing availability and reliability of the system
- Conventional breakers are not suitable for DC grids
- To enable different protection zones in the DC grid
- ... through fast response, high reliability, low losses



DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



Contents



TenneT at a Glance



Challenges



Off- and Onshore Grid Expansion and necessary measures



Multiterminal and Multivendor HVDC-Systems



Summary

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

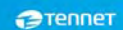


Summary

- New built till 2030 (over 21 GW): numerous Off- and Onshore HVDCs, 6 Offshore HVACs
- In operation (6.9 GW): 9 Offshore HVDCs, 2 Offshore ACs NL, 3 direct ACs
- Grid Enforcement requires a bundle of measures to catch up with future demands
- Evolution of the DC Transmission Grid must take benefit of proven and new technologies such as Multi Terminal and Multi Vendor
- Strong partnership with proven suppliers is highly appreciated to cope with future demands

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler



There is a lot to do!



Thank you for
your attention!

DC-Grid: Requirement for the Transmission System?

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

Er ist aktiv tätig in der Lehre an Hochschulen wie TU Berlin u.a. und in Gremien wie DIN Normenausschüsse für maritime Elektrotechnik

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

INTRODUCTION TO IMO's MARITIME DECARBONISATION INDICES

- EEDI, EEXI
- CII – AER, EEOI

SEPTEMBER 2022
WÄRTSILÄ Ship Electrification Solutions – Uwe Heine

© Wärtsilä

PUBLIC

SES Uwe Heine

IMO DECARBONISATION MEASURES

IMO GHG strategy [LINK](#)

The initial GHG strategy envisages, in particular, a reduction in carbon intensity of international shipping (to reduce CO₂ emissions per transport work, as an average across international shipping, by at least 40% by 2030, pursuing efforts towards 70% by 2050, compared to 2008); and that total annual GHG emissions from international shipping should be reduced by at least 50% by 2050 compared to 2008.

The strategy includes a specific reference to “a pathway of CO₂ emissions reduction consistent with the Paris Agreement temperature goals”.

2018

**UN body adopts
climate change
strategy for
shipping**

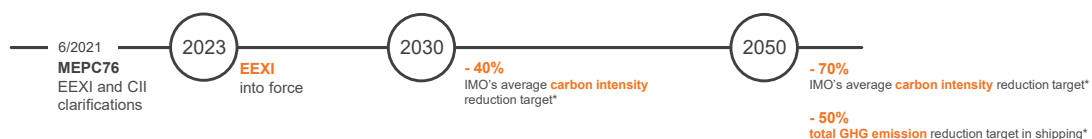
IMO indices driving for GHG emission reduction [LINK](#)

EEXI & EEDI

Design based indices, EEDI for new build vessels and EEXI for existing vessels.

CII: AER (& EEOI)

Annual operations based indices.



© Wärtsilä

PUBLIC

SES Uwe Heine

*compared to 2008

MARITIME DECARBONISATION INDICES



IMO indices driving for GHG emission reduction

DESIGN BASED INDICES

EEDI – New Build Vessels - IN FORCE

- **Energy Efficiency Design Index**
- The CO₂ emission index used to evaluate the vessel design. The index compares theoretical CO₂ emissions and transport work of a vessel (gCO₂ /tnm).

EEXI – Existing Fleet / Vessels – effectively into force 1/2023

- **Energy Efficiency Existing Ship Index**
- **Similar to EEDI calculation** method with some exceptions
- **One-time calculation** against the required EEXI
- EEXI compliance will be mandatory to operate the vessel
- Attained EEXI needs to be calculated before EEXI entry in to force, certified at the first annual, intermediate or renewal survey after entry into force.

OPERATIONAL INDICES

CII – annual carbon intensity of the vessel – into force 1/2023

- Annual operational **Carbon Intensity Indicator**
 - CII will be calculated yearly with fuel consumption reporting data (Rating from A to E)
 - In case not meeting the level C (three years at level D or one at E), one must create a plan to reach the C level or better.
 - CII thresholds are becoming tougher over the time

© Wärtsilä

PUBLIC

SES Uwe Heine

WHICH VESSELS ?

**EEDI**

new build ships
above 400GT
under Marpol Annex VI

EEXI

in service ships
above 400GT
under Marpol Annex VI

CII

in service ships
above 5000 GT
Under Marpol Annex VI

© Wärtsilä

PUBLIC

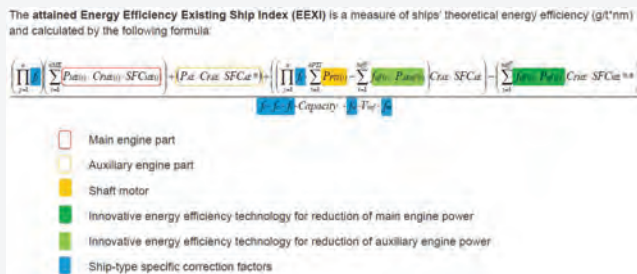
SES Uwe Heine

EEXI – REQUIRED AND ATTAINED



How to calculate **attained EEXI**:

How to calculate **required EEXI**: (Annex VI, Regulation 25)



Source: DNV

$$\text{EEI} = \frac{\text{CO}_2 \text{ emissions}}{\text{transport work}}$$

NOTE: same calculation method for both EEDI and EEXI.
(EEXI is based on EEDI and has some difference compared to EEDI due possibly limited vessel data availability)

Required EEXI = $a * b^C$ – reduction factor

Parameters defining the EEDI (EEXI) reference lines
a = vessel type specific multiplier defined by IMO
b = DWT of the vessel (or GT for cruise without conv. propulsion)
c = vessel type specific multiplier defined by IMO

Reduction factor = vessel specific percentage as a reduction from the reference line

[illegible]

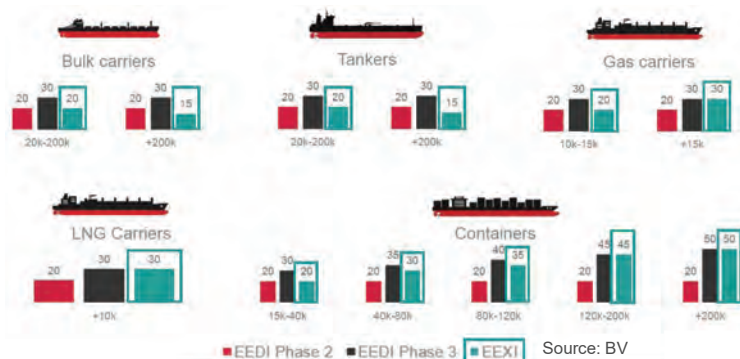
Reduction factor:
EEDI – getting tighter per the EEDI phase
EEXI - fixed

© Wärtsilä

PUBLIC

SES Uwe Heine

EEXI REDUCTION FACTORS



Source: BV

Ship type	Size	Reduction factor
Bulk carrier	200,000 DWT and above	15
	20,000 and above but less than 200,000 DWT	20
	10,000 and above but less than 20,000 DWT	0-20*
Gas carrier	15,000 DWT and above	30
	10,000 and above but less than 15,000 DWT	20
	2,000 and above but less than 10,000 DWT	0-20*
Tanker	200,000 DWT and above	15
	20,000 and above but less than 200,000 DWT	20
	4,000 and above but less than 20,000 DWT	0-20*
Container ship	>200,000 DWT and above	50
Ship type	Size	Reduction factor
General cargo ship	50,000 and above but less than 200,000 DWT	45
	10,000 and above but less than 50,000 DWT	35
	40,000 and above but less than 10,000 DWT	30
	15,000 and above but less than 40,000 DWT	20
	10,000 and above but less than 15,000 DWT	0-20*
	15,000 DWT and above	30
Refrigerated cargo carrier	3,000 and above but less than 15,000 DWT	0-30*
	5,000 DWT and above	15
	3,000 and above but less than 5,000 DWT	0-15*
Combination carrier	30,000 DWT and above	20
	4,000 and above but less than 20,000 DWT	0-20*
LNG carrier	10,000 DWT and above	30
Ro-ro cargo ship (vehicle carrier)	10,000 DWT and above	15
Ro-ro cargo ship	2,000 DWT and above	5
Ro-ro passenger ship	1,000 and above but less than 2,000 DWT	0-5*
	2,000 DWT and above	5
Cruise passenger ship	250 and above but less than 1,000 DWT	0-5*
	85,000 DWT and above	30
Cruise passenger ship having their own propulsion	25,000 and above but less than 85,000 DWT	0-30*

* Reduction factor to be linearly interpolated between the two values dependent upon ship size. The lower value of the reduction factor is to be applied to the smaller ship size.

© Wärtsilä

PUBLIC

SES Uwe Heine

CII



CII – annual carbon intensity of the vessel

Review to evaluate effectiveness before 1.1.2026

Several details to be finalised in further IMO meetings (e.g. all correction factors and voyage exclusions)

Annual operational **Carbon Intensity Indicator - CII**

- Part of **SEEMP** (Ship Energy Efficiency Management Plan)
- CII will be calculated yearly with fuel consumption reporting data (IMO DCS)
- Ship type specific reference lines** are defined based on 2019 IMO DCS
 - Formula similar to EEDI reference lines, i.e. changing by the vessel capacity
 - The annual reduction rate requirement is the same for all ships.
- Based on CII, vessels are rated from A to E: In case level D three consecutive year or level E one year, operator must create a corrective action plan to reach the C level. However, there is no regulatory penalty as-is if not meeting the C level.
- CII thresholds are becoming tougher over the time and targeting to IMO GHG -40% at 2030
- Calculated for individual vessels based on AER - fleet averages not recognised

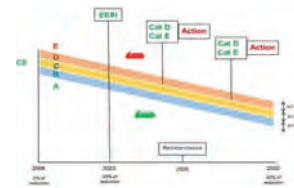
The Annual Efficiency Ratio (AER) – agreed CII calculation for individual vessels

- Divides the annual carbon dioxide emissions of a ship by the product of the distance sailed and the deadweight of the ship.
- Can use directly IMO DCS data

Energy Efficiency Operational Indicator (EEOI) - voluntary

- EEOI is the amount of CO₂ emitted by the ship per ton-mile of work (amount of cargo x distance covered)
- The EEOI enables operators to measure the fuel efficiency of a ship in operation and to gauge the effect of any changes in operation

Other voluntary indices – EEPI, cbDIST, cIDIST



© Wärtsilä

PUBLIC

SES Uwe Heine

DECARBONISATION INDICES IN MARITIME



REGULATORY



LINK

- Global measures and strategy on GHG emission reduction
- EEDI and EEXI as design based indexes
- CII for annual carbon intensity (actual calculation by AER and voluntary EEOI).

MARKET INITIATIVES



LINK

- A number of banks as participants/signatories
- AER** used as reference for carbon intensity
- Better carbon intensity performance allows better financing terms
- NOTE: Poseidon Principle targets are tougher than IMO limits



LINK

- Mainly charterers/cargo owners but also vessel owners as participants / signatories
- EEOI** used as reference for carbon intensity
- Signatories aims for improved emission performance within the respective fleet



LINK

- A third party organization focusing on the sustainability, safety and social responsibility
- Dynamic **GHG ratings** relative to changing market

© Wärtsilä

PUBLIC

SES Uwe Heine

LET'S ELECTRIFY SHIPPING



9

© Wärtsilä

PUBLIC

23/08/2022

[Presentation name / Author]

ALL VESSELS WILL BE HYBRID AT SOME POINT – ALREADY TODAY POSITIVE ROI

Case	Fuel consumption reduction
Ropax	-14%
Ferry	-17%
Shuttle tanker	-22%
PSV	-25%
Tug	-16%
Mini-Bulker	-15%
Bunker vessel	-23%
PCTC	-7%

- Reduce installed power
- Optimized vessel operations by hybrid functionality (peak shaving, spinning reserve, load optimization, thruster mode, crane operations, etc)
- Optimize vessel operation with new power sources (additional variable loads)
- Zero-emission operations e.g. close to port
- Get (partly) green energy from the grid via charging

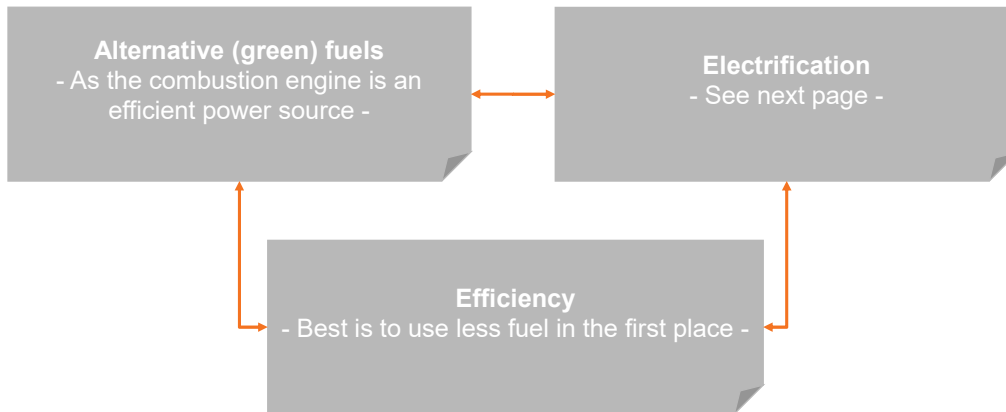
10

© Wärtsilä

PUBLIC

23/08/2022

THE DECARBONIZATION FORMULA HAS THREE COMPONENTS

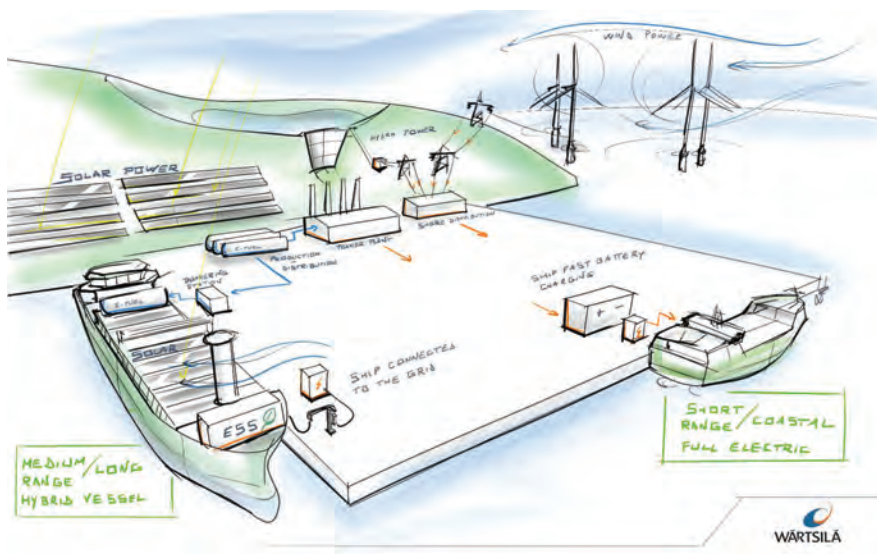


© Wärtsilä

PUBLIC

Electrical & Integrated Solutions as enabler for decarbonization

WHY ELECTRIFICATION 1: THE GRID IS ALREADY 50% GREEN IN MANY COUNTRIES TODAY



- National grids have more and more green energy sources
- Whenever a vessel is ashore using and „fueling“ by this grid saves loads of CO₂
- Most ports will have a shore connection opportunity in the future
- This needs consideration for any newbuild

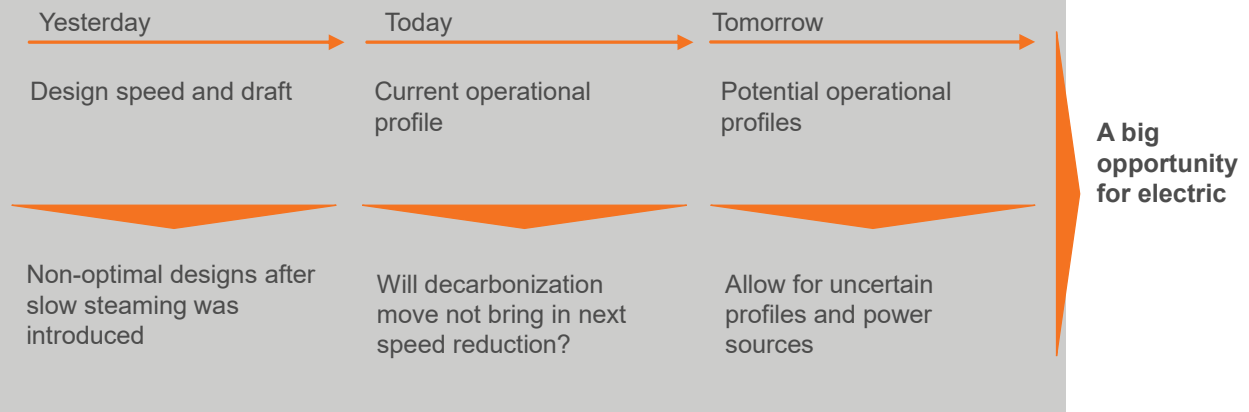
© Wärtsilä

PUBLIC

Electrical & Integrated Solutions as enabler for decarbonization

WHY ELECTRIFICATION 2: ELECTRIC INTEGRATED PROPULSION SYSTEMS OFFER MORE FLEXIBILITY FOR UNCERTAIN FUTURE OPERATIONAL PROFILES

How are propulsion systems designed



© Wärtsilä

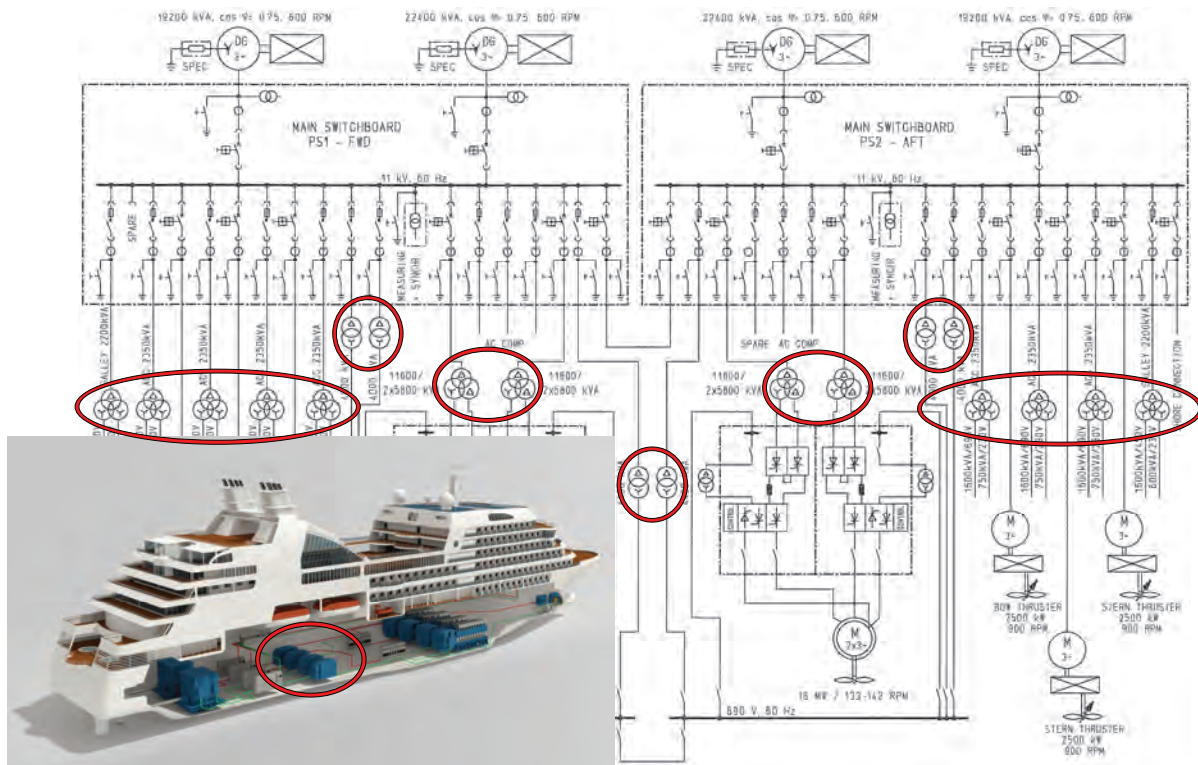
PUBLIC

Electrical & Integrated Solutions as enabler for decarbonization

Transformers onboard of ships

Ships networks of large diesel electric vessels
Voltage up to 11 kV
Total power up to 80 MVA
Up to 30 transformers power 2 MVA ...15MVA





15 kTEU Container Vessel



Past/Today

- All container vessels have a single 2-stroke-engine (up to 68 MW at 80 rpm) and 6.6 kV net for up to 20 MW auxiliary engines supplying reefer containers
- Engine optimized for one speed i.e. 18 kn

Future

- Speed reduction in order to reduce CO₂

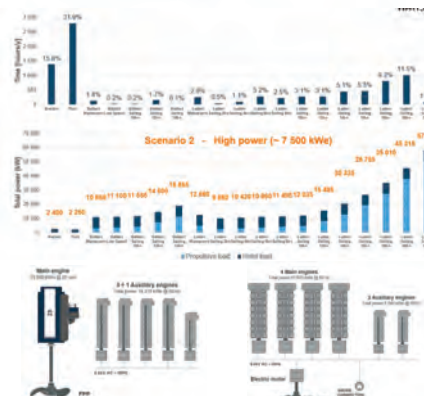


Reference Vessel: AIS data from 10k and 23kTEU Container Vessels

- Cargo: 15kTEU
- Length: 366m
- Breadth: 51m
- Reefers: 3 600 TEU
- Reefers plugs: 1800
- Hotels: 17.5 MW
- Propulsion: 53.2 MW

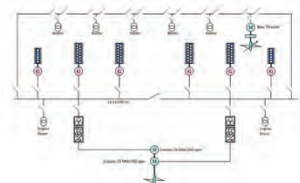
Preliminary finding

- Equal or lower installed power vs 2-S. The increase electrical losses are compensated by flexible use of generated power and lower sea margin required.
- Segmented on multiple engines, allowing maintenance and future fuel testing activities and arrangement with minimal impact on vessel operations.
- Higher flexibility for future upgrades with Energy Saving Devices (ESD) that lower propulsion power demand unpredictably.



Installed Power: 71.8 MWm

Installed Power: 69.9 MWm



Large electric propulsion motor

Electric Propulsion - 15 kTEU Container Vessel



Past/Today

- All container vessels have a single 2-stroke-engine (up to 68 MW at 80 rpm) and 6.6 kV net for up to 20 MW auxiliary engines supplying reefer containers
- Engine optimized for one speed i.e. 18 kn

Future

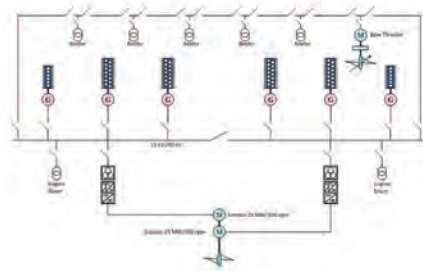
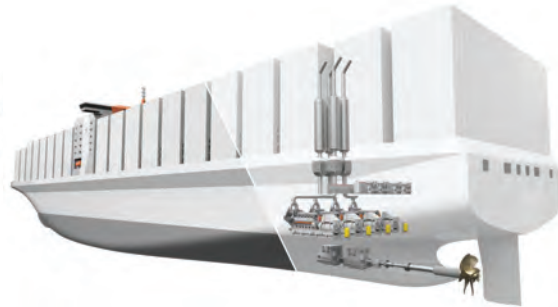
- Speed reduction each year in order to comply with mandatory CO2 reduction

Main Principles

- Cargo: 15kTEU
- Length: 366m
- Breadth: 51m
- Reefers: 3 600 TEU
- Hotels: 17.5 MW
- Propulsion: 53.2 MW
- Design Speed: 20 KN

Main Advantages

- Lower installed power and maintenance cost
- Flexible use of power with lower sea margin required.
- Fuel Consumption
- Efficient machinery and propulsion arrangement
- Flexible Energy Saving Devices.
- Future Fuel Proof
- etc



© Wärtsilä

23.8.2022

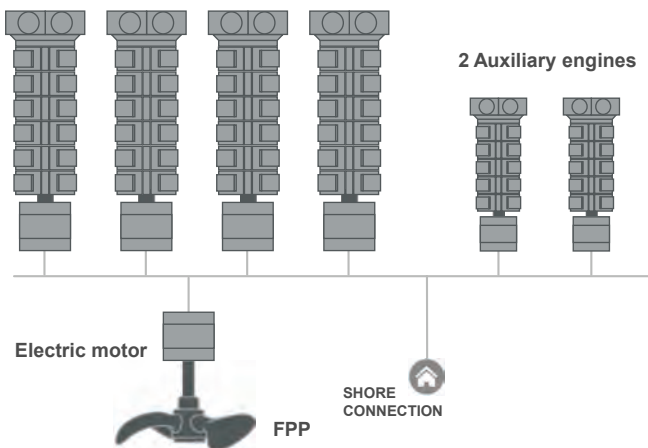
EXAMPLE CONTAINER VESSEL – 4-STROKE CONCEPTS



4-Stroke Gensets + Electric Propulsion

4 Main engines

2 Auxiliary engines



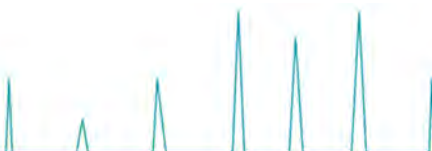
- *Equal or lower installed power vs 2-Stroke since electrical losses are compensated by **more flexible use of generated power** and **lower sea margin required**.*
- *Total power segmented on multiple engines, allowing **maintenance and future fuel testing** activities with **minimal impact** on vessel operations.*
- *Potential mix of **different combustion technologies** and fuel strategies **among engines**.*
- ***Higher flexibility** for future upgrades with **Energy Saving Devices (ESD)** that lower propulsion power demand unpredictably.*

18

© Wärtsilä

INTERNAL

1.2.2022



Sven Ludwig studierte Dual elektrische Energietechnik an der DHBW Mannheim.

Notizen zum Vortrag

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

A portrait photograph of Prof. Dr. rer. oec. Barbara Glaser. She is a middle-aged woman with short, dark hair, wearing glasses and a light-colored top. She has a slight smile and is looking directly at the camera against a plain white background.

Er ist aktiv tätig in der CIGRE WG A2-57 Effects of DC Bias on power transformers.

Notizen zum Vortrag

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

A New Device for Mitigating Parasitic DC in Power Transformers

D. Bonmann*, R. Kleivi**, D. Susa**, G. Poskowski*, S. Ludwig*, S. Vogel*

*Hitachi Energy AG, Germany, **Statnett SF, Norway

Abstract

In recent years the effects of DC on power transformers have received some interest, partly due to concerns about the withstand of electrical transmission infrastructure to geomagnetically induced currents, partly due to increasing reports about parasitic DC introduced by the use of power electronic loads, HVDC stations and similar sources.

Possible sources of DC in AC transmission networks are briefly summarized, and the properties of known DC mitigating devices are highlighted.

The design of a new, passive and robust device for the mitigation of DC passing through the neutrals of power transformers are presented.

The application in a real substation subject to parasitic DC from a nearby railway system confirmed the DC mitigating effect and as a by-product solved the problem with fluctuating sound levels.

Sources of DC in AC transmission networks

There are various sources of DC or quasi-DC currents circulating in AC transmission networks.

Geomagnetically induced currents are of concern in the higher latitudes near the earth poles. Fluctuations in the Earth's magnetic field give rise to induced voltages that may cause voltage differences of 100 V and more in an extended network, leading to up to a few 100 A DC for several minutes. Such currents typically distribute evenly over the three phases of the transmission lines and connected transformer windings and pass through the neutrals of power transformers.

Ground return currents from DC railway systems, pipeline corrosion protection systems, or electrolysis plants may inject DC currents into the ground. Such currents cause voltage differences between the substation grounds in their vicinity that may drive DC

currents through the transformer neutrals. The driving voltages are typically in the range of a few volts.

Near the ground electrodes of HVDC stations operated in monopole mode there will be voltage gradients in the ground which can drive currents between substations with different ground potential. The currents pass through the transformer neutrals.

Power electronic converters are not always perfectly symmetrical among their three phases due to tolerances in voltage and current measurements used for their control and due to tolerances in the switching times. This may result in DC currents between the phases on the converter side of the HVDC transformers of the order of a few Amperes.

Effects of DC in power transformers

In modern transformer cores a few Amperes of DC are sufficient to cause saturation in each second half cycle. This is true for all core topologies except for the three-phase, three-limb core when flux from DC passing through the neutral, evenly split among the three limbs cannot close its loops within the core. The flux must cross the gap from core to the magnetic tank which requires a DC exciting current of the order of a few 10 Amperes per phase.

A DC bias in the AC magnetization of the core leads to:

Increase in no-load sound level and the occurrence of odd multiples of the power frequency in the sound spectrum. This is typically the first indicator of the presence of DC. It is well known [1] that a few Amperes of DC may lead to sound level increases of > 10 dB.

Harmonics and spikes in the magnetizing current. For high DC currents, like in the case of GIC the harmonic content may exceed the limits imposed by grid codes.

Higher no-load losses. Depending on the design flux density of the core the no-load

loss increase is limited to 30% or 40% by the saturation of the core steel.

For higher DC, like in the case of GIC, the reactive power consumption may have an impact on system stability, or structural elements near the core made from magnetic steel may capture stray flux, leading to local eddy current heating.

Known DC mitigation approaches

Several approaches to the mitigation of DC passing through transformer neutrals have been taken in the past.

Blocking devices typically consist of a capacitor blocking the galvanic connection between neutral and ground. In case of external single-phase faults this would result in a very high neutral voltage, possibly higher than the rated voltage of the neutral. The fault current may be taken by several parallel surge arresters that need to be dimensioned for absorbing the energy dissipated during the fault duration. Alternatively, there are schemes with a fast thyristor switch that bypasses the capacitor in case a fault is detected. This requires some active sensing and switching. The protection system must be adjusted to two different states of the ground connection.

Limiting devices, typically neutral resistors. To be effective against DC the resistor may not be too small, which implies a rather high voltage increase in case of a single-phase fault. If for a driving voltage of 20 V the DC current shall be limited to 1 A, then one needs a total resistance in the DC loop of 20 Ohms, of which the neutral resistor would have to provide at least 10 Ohms. For single-phase fault currents in the neutral of several kiloamperes this results in voltage rises of several 10 kV, which may be incompatible with the rated voltage of the neutral. The protection system must be adjusted to the voltage drop.

Compensating devices measure the DC current and inject a counter-current, either into the ground, or into auxiliary windings wound onto the transformer core. This involves additional sensors and a control system for the counter-current source. Since the system uses auxiliary windings for each phase it can compensate DC flowing between phases, but on the other hand it cannot be used for retrofit.

Requirements for a device for the mitigation of moderate DC

The new DC mitigating device was designed with the following requirements:

- Secure connection to ground under all operating conditions, independent of any switches and controls.
- No interference with the protection system related to fault and inrush detection.
- Passive, without complex controls.
- Must ride through external faults, switching surges, lightning surges, and inrush.
- DC mitigation shall not deteriorate under unbalanced load conditions (within grid code limits) with AC through the neutral.
- Must ride through GIC events with DC of 100 A or higher.
- Compact, oil-free, easy to install.

Design principle

The device uses the forward voltage drop of diodes of approximately 0.7 V to block DC. Several diodes are connected in series to obtain the desired DC blocking voltage. The diodes are arranged in pairs with opposite polarity, such that the diode arrangement becomes conductive in either direction as soon as the DC blocking voltage is exceeded. The diodes with opposite polarity protect each other against high backward voltages.

In real operation the neutral current of a transformer seldom adds up to zero due to imbalanced loading of the three phases or harmonics. The driving voltages for such AC neutral currents are much higher than a few 10 V and would drive the diodes into their conducting state during parts of the power frequency cycle, thus strongly reducing the DC blocking effect. A capacitive AC bypass with low impedance is provided to keep the voltage drop lower than the diodes' blocking voltage for specified imbalance and harmonic currents.

For the specified operating conditions DC is blocked and AC is bypassed with negligible losses.

For driving DC voltages beyond the blocking voltage like in the case of a geomagnetic event, the diodes are conducting and produce losses equal to the blocking voltage

times DC current. Air cooling is provided to dissipate the losses to ambient air during events that may last several minutes or even hours.

In case of a single-phase fault the neutral current may reach the order of 10 kA, with a driving voltage much higher than a few 10 V. Therefore, the diodes become conducting almost instantly, taking over almost all the short circuit current, thus protecting surge arresters and capacitors from overloading.

Example application

Two identical, parallel connected 200 MVA, 300 kV transformers caught attention because their sound levels varied by approximately 8 dB a few times per hour, not related to the variation of their loading. The DC and AC passing through their neutrals were logged for a certain period, see **figure 1**. Maxima in DC and sound level occurred every few minutes. The timing of the sound level maxima could be correlated to the operation of a nearby municipal railway station.

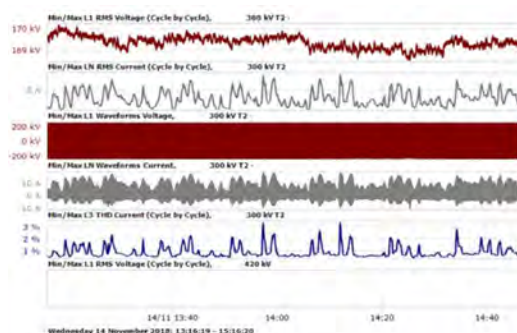


Figure 1: Top: phase voltage, 2nd trace: rms of neutral current, 3rd trace: waveform of phase voltage, 4th trace: waveform of neutral current, 5th trace: harmonic distortion of phase current, measured in November 2018 for one of the identical transformers.

In some events the DC reached 5 A for a few minutes and then gradually dropped until the next event started. AC passing through the neutral reached up to 10 Arms.

In November 2021 one of the two transformers was equipped with the new DC mitigating device.

For an estimate of the necessary DC blocking voltage some additional information about the network was collected.

The next substations on the HV side connected to the two transformers are at 4.8 km and 20.8 km distance. The three phase overhead line conductors have a certain resistance. The resistance of the HV windings of the transformers could be roughly estimated from the load losses. The ground resistance was guessed as typically 0.5 Ohm. Railway tracks are near the HV line for most of the length of the 4.8 km section on the left of **figure 2**. The LV side of both transformers is operated with floating neutrals.

Using the simple representation by a resistance network in **figure 2**, and assuming that the railway system produces a 10 V DC potential difference between the neutrals of left and middle substation one obtains a neutral DC current of 2.97 A. For a DC current of 5 A as measured on site this potential difference would have to be 17 V. Therefore, the DC mitigating device was dimensioned to block DC up to 20 V.

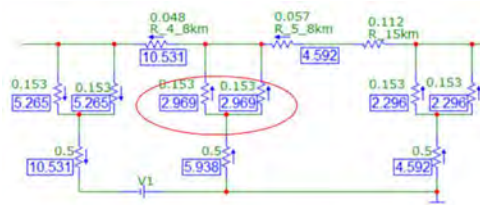


Figure 2: DC current distribution (numbers in blue in Ampere) in the 300 kV network between the three stations with 10 V potential difference between the neutrals of left and middle station.

The driving voltage for the AC imbalance current is much higher than 20 V, the DC mitigating device is therefore equipped with an AC bypass with a voltage drop of much less than the DC blocking voltage up to the allowed AC current.

Higher AC currents are considered fault currents, and under fault conditions the DC mitigation function is not required. The DC mitigating device lets AC currents pass with a maximum AC or DC voltage drop of slightly more than 20 V. This is valid for inrush currents as well. The recognition of 2nd harmonics in the excitation current during inrush will not be disturbed.

The DC mitigating device has been tested with overcurrents up to 55 kA_{rms} for 100 ms, sufficient for riding through single phase fault neutral currents in most transformers.

The device is dimensioned to ride through GIC events of up to 100 A DC and neutral currents of 100 A AC for indefinite time.

Lightning impulses arriving at the HV terminals of the transformers may cause high frequency neutral currents. Such high frequency neutral currents may cause transient inductive voltage drops of the order of 1 kV/m along the conductors connecting the neutral bushing to substation ground. The insertion of the DC mitigating device adds about 3 m in the neutral connection. Therefore, the voltage drop to substation ground is limited by a surge arrester.



Figure 3: The DC Mitigator installed in the connection from Neutral bushing to substation ground.

The insertion of the DC mitigating device into the transformer neutral connection to substation ground required only minor rearrangement of the neutral cable and a connection to 230 V auxiliary power for cabinet heaters and fans. For safety reasons this required a planned outage of a few hours only.

Performance on site

After insertion of the DC mitigating device into the neutral connection of one of the 200 MVA transformers the DC current passing through the neutral of this transformer was reduced to zero within the accuracy of the DC sensor.

Consequently, the periodic increase of its sound level disappeared.

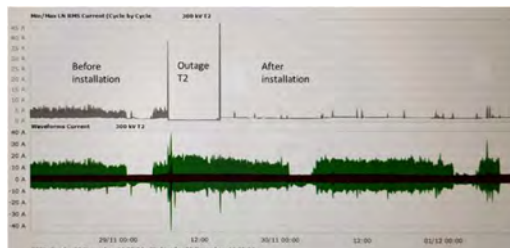


Figure 4: Recordings of neutral currents before and after commissioning of the DC mitigating device.

Figure 4 shows the HV neutral currents of the two identical transformers T1 and T2, and a third, completely different transformer. For T1 and T2 the graph shows the min and max values, while for T2 it shows the rms (cycle by cycle). From about 1.30 am to 5 am trains do not operate, and the neutral currents of T1 and T2 are very small and hardly fluctuate. The outage of T2 for installation of the DC mitigating device on November 29 lasted from 7.30 until 15.45, marked by switching surges and inrush current spikes.

Before installation of the DC mitigating device the T2 neutral current reached at a maximum 7 or 8 A_{rms}, corresponding to 9.9 or 11.3 A_{peak} with a DC offset of about 3 to 3.5 A, decreasing in the night. After installation of the DC mitigating device there is a rather constant current of about 2 A_{rms} with rare, short fluctuations. These short increases in neutral rms current coincide with maxima in the amplitude of the neutral current waveshape of T1.

In T1 the neutral current the DC offset fluctuates between 2 and 3.5 A, typically decreasing in the evenings. During the outage the AC contribution increases. In these recordings one cannot detect a significant increase in the DC offset in T1 after installing the DC mitigating device in the neutral path of T2.

After almost 4 months in service there was an opportunity to perform more detailed sound level and neutral current measurements, comparing T2 (with the DC mitigator) with T1. The load on each of the two 200 MVA transformers varied slowly between 55 – 63

MVA during the measurement campaign from 9.00 to 14.20 on March 23, 2022.

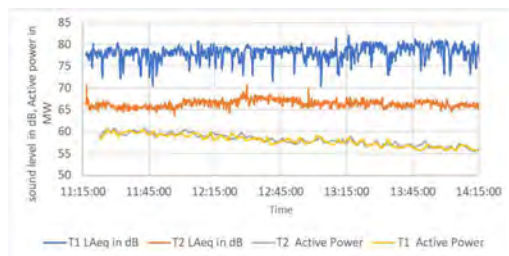


Figure 5: Overview of measurement campaign. Active powers through T1 and T2 and sound pressure level in dB(A) vs time.

In **figure 5** no correlation between loading of the transformers and their sound level can be detected. T2 shows variations between 64 and 67 dB. For T1 the sound level is 12 to 15 dB higher than for T2, and it frequently varies by 8 to 10 dB within about a minute.

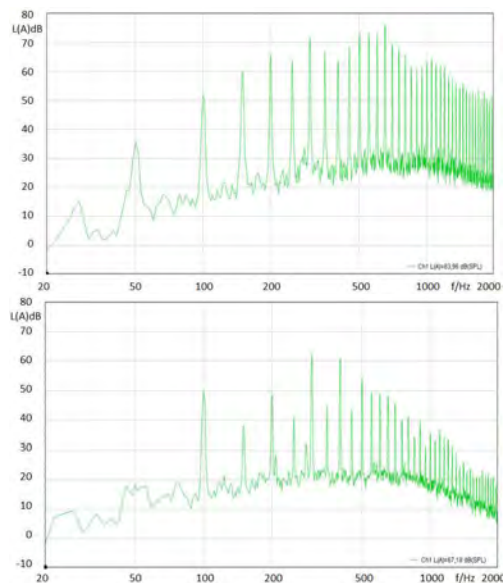


Figure 6: Narrow band spectra obtained at 10.52. T1 (top), T2 (bottom)

In **figure 6** the spectrum of T1 (top) is severely affected by DC, causing high amplitudes in the sound levels at odd multiples of 50 Hz. In T2 the even harmonics dominate, and the overall sound level is much lower. However, the odd multiples of 50 Hz do not vanish completely. After an exposure to DC, it typically takes quite long, up to hours, for the bias in magnetization to

disappear completely, as may be observed in the test room if sound measurements are made after winding resistance measurements using DC current. The presence of peaks at odd multiples of 50 Hz in the sound spectrum of T2 might indicate that occasionally DC passes the diodes of the DC mitigation device.

Neutral current waveshapes with a time resolution of 0.5 ms and sound level measurements with a 5 s sampling time were recorded for a few hours on both 200 MVA transformers.

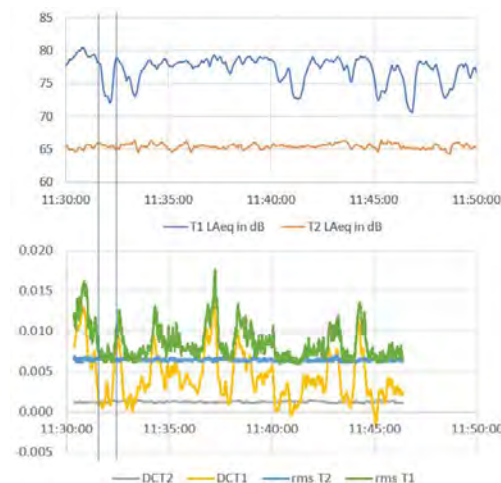


Figure 7: Correlation of sound levels (top graph) with neutral currents (rms per 3 cycles and DC averaged over 6 s) in the time interval from 11.30 to 11.50. Current scale is in 1mV/A, i.e., readings must be multiplied by 1000 to obtain Amperes.

In **figure 7** the time from 11.30 to 11.50 is studied in more detail. The sound level of T1 varies significantly in this interval. This is also the interval where the sound level in the 1 kHz band exhibits the strongest variation. The current signals have been processed a) as moving rms value determined over 3 cycles and b) moving average over 6 seconds as a measure of the fluctuating DC content.

The neutral current in T2 has a quite constant value of 6 A_{rms} with a DC of +1 A. This constant DC is most likely due to the drift or incomplete zero adjustment of the current sensor.

The neutral current in T1 shows 6 A_{rms} as the lowest AC value, while the DC fluctuates between +13 A and -2 A. The lowest minima

in sound level were reached whenever the DC component was close to zero or even below zero for a few 10 seconds, see marks in **figure 7**.

At 11:31 a high sound level was recorded for T1. In **figure 8** the neutral currents at this instant are shown.

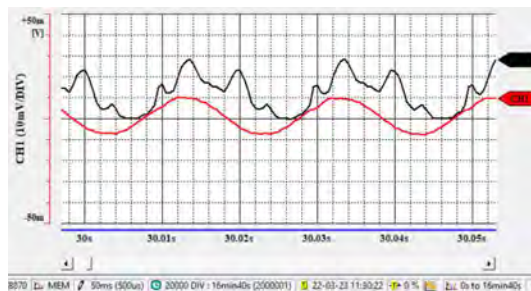


Figure 8: Neutral currents for T1 (green) and T2 (red) at 11:31:00. Current scale is in 1mV/A, i.e., readings must be multiplied by 1000 to obtain Amperes.

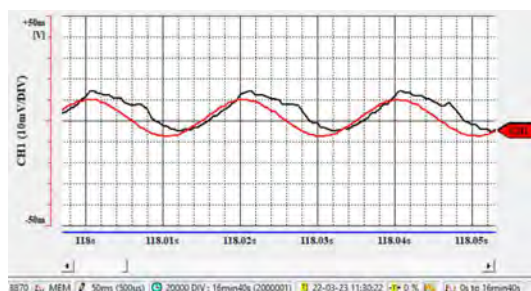


Figure 9: Neutral currents for T1 (green) and T2 (red) at 11:32:00. Current scale is in 1mV/A

The neutral current for T2, which is equipped with the DC mitigator is almost sinusoidal. There is a DC offset of about +0.5 A. In contrast the neutral current of T1 is highly distorted with a DC offset of the order +12 A. 90 seconds later (**figure 9**) the DC offset falls to +2 A, and the waveshape is much less distorted. The sound level decreases by 7 dB along with the DC offset. It is remarkable to see that the sound level variations follow the DC variation quite rapidly. On average the DC offset that was measured before and a day after commissioning of the DC mitigation device was about half of what was measured after 4 months.

Conclusion

A new DC mitigating device for the neutral connection of power transformers was presented, making use of the forward voltage drop of diodes to block parasitic DC up to a certain driving voltage. Unbalance or harmonic currents are allowed to pass via an AC bypass without affecting the DC mitigating function. Fault currents, in-rush currents and GIC are withstood without damage. A galvanic connection to ground is ensured under all circumstances. The device is passive and does not require complex controls. It can be used with new and heritage transformers.

The mitigation of DC helps to avoid undesired sound level increases and increases in no-load losses of the transformer.

The performance was confirmed in a pilot installation of the new device in the neutral connection of one of two identical transformers operating in parallel.

Even for heritage transformers with limited knowledge about the electrical design details it appears possible to predict the behavior with sufficient accuracy.

It remains to be clarified why the blocked DC did not redistribute to the parallel transformer even one day after commissioning, while after 4 months the transformer without the DC mitigating device has roughly doubled its DC neutral current.

References

- [1] IEC60076-10-1

Anschrift

Hitachi Energy, Transformatoren
Dietrich Bonmann
Lohfelderstr. 19-21
53604 Bad Honnef, Germany
Tel.: +49 1717603093
E-mail:
dietrich.bonmann@hitachienergy.com



Patrick Althaus studierte Informationstechnologie und Elektrotechnik an der Eidgenössischen Technischen Hochschule (ETH) in Zürich. Seine Diplomarbeit wurde mit dem Prix LITRA für Abschlussarbeiten im Verkehrswesen ausgezeichnet.

Nach dem Studium arbeitet er bei der SBB. Heute ist er verantwortlich für die Hochspannungsausrüstung der Flotten bei SBB Personenverkehr im Unterhalt Rollmaterial.

Notizen zum Vortrag

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

Notizen zum Vortrag

[illegible]

Transformatoren auf Eisenbahnfahrzeugen - Herausforderungen an das Asset Management

Patrick Althaus, Tino Wymann

Einleitung

Bereits vor über 100 Jahren setzte die Eisenbahn auf die elektrische Traktion, welche zahlreiche Vorteile für einen effizienten Eisenbahnverkehr bietet. Verbreitet sind dabei sowohl Gleichstrom- wie auch Wechselstromnetze, wobei Deutschland, Österreich, die Schweiz und Skandinavien mit 15 kV, 16.7 Hz (in Schweden und Norwegen mit 16 ⅔ Hz) elektrifiziert sind. Transformatoren waren dabei von Beginn an eine Schlüsselkomponente in elektrischen Triebfahrzeugen: zuerst in Form von Stufentrafos und seit Aufkommen der Halbleitertechnik als moderne Traktionstransformatoren mit zahlreichen Funktionen [1]:

- Spannungsübersetzung und Energieversorgung der Traktionsstromrichter,
- weitere Energieversorgung des Zuges wie z.B. Steuerung, Klima und Beleuchtung über Hilfswicklungen,
- Potentialtrennung zwischen Netz und Fahrzeug,
- Längsimpedanz für Frequenzumrichter und Störstromdämpfung,
- Drosselspule beim Betrieb unter DC.

Die Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) sind das grösste Eisenbahnverkehrsunternehmen in der Schweiz und betreiben eine heterogene Flotte von elektrischen Lokomotiven, Triebzügen und Spezialfahrzeugen. Alle diese Fahrzeuge haben Transformatoren in unterschiedlichen Ausführungen an Bord. Einige Zahlen im Zusammenhang mit diesen Transformatoren sind in Tabelle 1 erwähnt:

Die Belastung durch den Betrieb auf Eisenbahnfahrzeugen unterscheidet sich massgebend von der Belastung, welcher Netztransformatoren im Höchstspannungsnetz ausgesetzt sind. Dies bringt entsprechend hohe Anforderungen an das Asset Management mit.

Im Folgenden wird zuerst auf die Integration der Transformatoren in Schienenfahrzeuge eingegangen. Anschliessend wird das aktuelle und zukünftige Asset Management der SBB näher erläutert mit Fokus auf die Instandhaltung des Kühlkreislaufes. Zum Schluss werden Herausforderungen aus dem Betrieb geteilt.

Tabelle 1: Kennzahlen zu den Traktionstransformatoren von SBB Personenverkehr. Stand: August 2022.

Fahrzeuge	4'913
Triebfahrzeuge	877
Traktionstransformatoren	1'744
Mineralöl	1'010
MIDEL 7131	709
Trockentransformatoren	25
Ölanalysen pro Monat	>100

Traktionstransformatoren und deren Einbettung in Eisenbahnfahrzeugen

Eisenbahnfahrzeuge müssen die gesamte Ausstattung zur Energieumsetzung mitführen. Dadurch ergibt sich ein relativ grosser Platzbedarf für die Unterbringung der Komponenten, wovon die Transformatoren generell zu den Grössten gehören. Es gibt grundsätzlich drei Möglichkeiten, einen Transformator in einem Zug zu platzieren: Auf dem Dach, im Zug oder unter dem Zug. Dies ist in Bild 2 dargestellt.

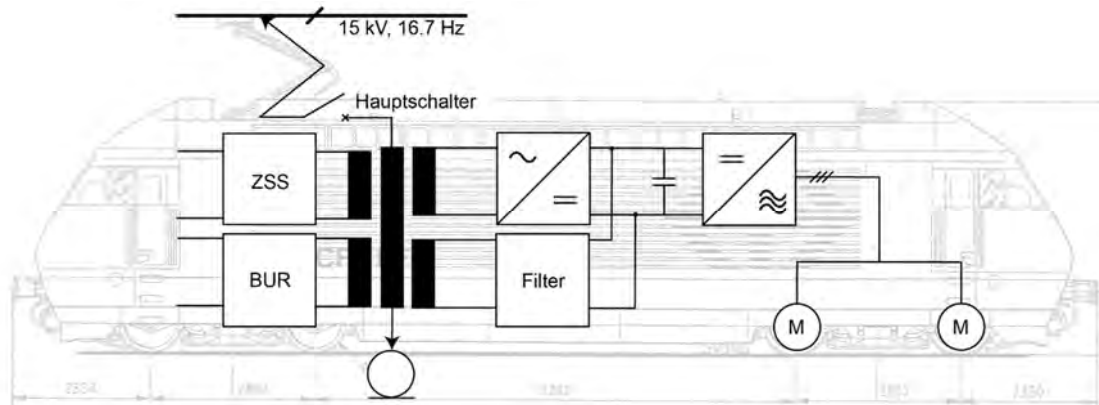


Bild 1: Schematischer Aufbau der Traktionskette eines Eisenbahnfahrzeugs. Der Rückstrom wird via Erdungsbürste auf die Gleise geführt. BUR: Bordnetzumrichter für die Stromversorgung der Lok. ZSS: Zugsammelschiene für die Energieversorgung der angehängten Fahrzeuge.

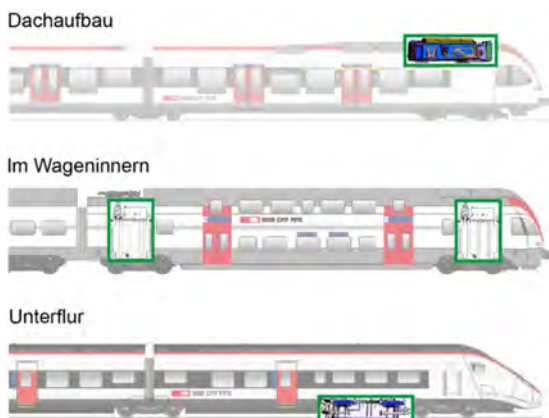


Bild 2: Mögliche Platzierung von Transformatoren in Eisenbahnfahrzeugen.

Im Unterschied zum mechanischen Einbau ist die elektrische Einbettung des Transformators bei den meisten Fahrzeugen auf die gleiche Art gelöst. Dies ist schematisch in Bild 1 dargestellt anhand des Beispiels einer Re 460 der SBB.

Tabelle 2: Größenordnung einiger wichtigen Kennzahlen von Traktionstransformatoren.

Leistung	1...7 MVA
Gewicht	3.5...10 t
Kurzschlussspannung	20...40%
Max. Strom	< 1'250 A

In Bild 3 ist ein Beispiel einer Leistungsbilanz eines grösseren Loktransformators gezeigt. Der Grossteil der Leistung verteilt sich auf die vier Traktionswicklungen, welche grundsätzlich auch rückspeisefähig sind. Ein weiterer grosser Anteil fliesst über die Heizwicklung. Der Anteil der Hilfsbetriebe ist zwar signifikant, jedoch in Anbetracht der Gesamtleistung vernachlässigbar.

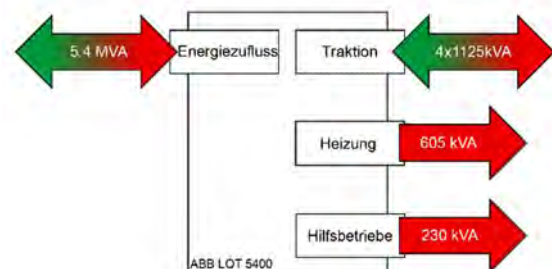


Bild 3: Leistungsbilanz eines Traktionstransformators am Beispiel des Transformators LOT 5400 der Re 460 [2]. Es sind vier Traktionswicklungen à 1'125kVA vorhanden. Rot: Energieverbrauch. Grün: Rückspeisung.

Ein weiterer wichtiger Aspekt sind die gefahrenen Zyklen. Bild 4 zeigt eine gängige Belastungskurve während einer Stunde Fahrzeit im Regionalverkehr.

Übergeordnet führen die Standzeiten, während der Nebenverkehrszeit und in der Nacht, in welcher der Transformator Zeit zum Abkühlen hat, zu einer vermehrten Atmung (Feuchtigkeitsaustausch zwischen Luft und Kühlmittel aufgrund von Temperatursausdehnung) im Vergleich zu Netztransformatoren.

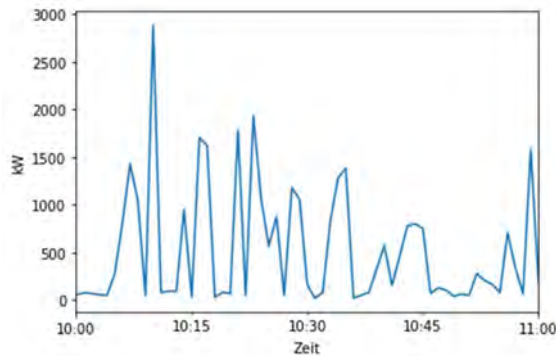


Bild 4: Leistungszyklen eines S-Bahn Triebzuges mit 4x1100 kVA

Asset Management von Traktionstransformatoren

Die Herausforderungen im Asset Management von Traktionstransformatoren sind zum einen, dass sie nicht stationär sind und zum anderen, dass sehr viele davon im Umlauf sind.

Die klassische Revision für lokbespannte Züge ist fahrzeugorientiert. Nach einer gewissen Zeit wird das Fahrzeug für einen grösseren Unterhalt ausgesetzt. Dabei wird ein neuer revidierter Transformator eingebaut und der alte wird im Werk stationär aufgearbeitet.

Für die neuen Triebzüge bevorzugt man eine modulare Revision, wobei die Arbeiten der Revision auf kleine Module pro Komponente aufgeteilt sind und in den Unterhaltsanlagen stückweise abgearbeitet werden. Die Gründe dafür sind mannigfaltig. Für den Transformator hat es jedoch die Konsequenz, dass er nicht mehr ausgebaut wird und somit die Arbeiten in kurzer Zeit am stehenden Zug mit schlechter Zugänglichkeit durchgeführt werden müssen. Trotzdem können Komponenten im Kühlkreislauf nach dem Absenken der Isolierflüssigkeit problemlos getauscht werden.

Fokus: Instandhaltung des Kühlkreislaufs

In der Praxis braucht der Transformator über die Lebensdauer eines Eisenbahnfahrzeuges (25-40 Jahre) relativ wenig Instandhaltung. Eine Ausnahme ist das Kühlsystem, welches (mit Ausnahme der wenigen Trockentransformatoren) mit Isolierflüssigkeit gekühlt werden. Als Kühlmittel setzt die SBB bei den älteren Fahrzeugen inhibiertes Mineralöl ein. Auf Neufahrzeugen kommt aus

Brandschutz- und Umweltgründen ausschliesslich Ester des Typs MDEL 7131 [5] zum Einsatz. Der Kühlkreislauf ist auf Bild 5 schematisch dargestellt. Das Expansionsgefäß mit Lufttrockner ist je nach Fahrzeugtyp auf dem Dach oder im Innern des Fahrzeugs verbaut. Der Unterhalt ist zeit- oder kilometergesteuert und im SAP abgebildet.

Bei flüssigkeitsgekühlten Transformatoren werden folgende Arbeitspakete in regelmässigen zeitlichen Abständen am Kühlkreislauf durchgeführt:

- Ölstandsprüfung,
- Tausch Silikagel,
- Ölprobe entnehmen.

Die Art und Häufigkeit der Arbeiten basiert auf den Herstellerangaben. Je nach Zustand der Kühlflüssigkeit müssen gegebenenfalls korrektive Arbeiten durchgeführt werden.

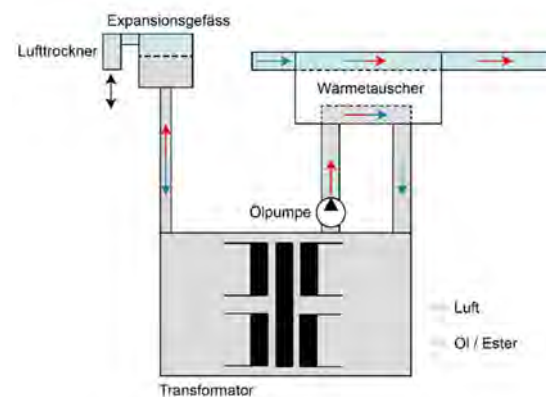


Bild 5: Schematischer Aufbau eines Kühlsystems von Traktionstransformatoren

Im folgenden Abschnitt wird kurz auf die Unterschiede im Asset Management zwischen Mineralöl und Ester eingegangen:

Mineralöl: Grundsätzlich sind die eingesetzten Mineralöle sehr wartungsfreundlich und sie wurden bis vor einiger Zeit bei einer Revision präventiv getauscht. Dieses Vorgehen ist mittlerweile veraltet und wurde durch einen zustandsbasierten Ansatz ersetzt. Es wird nun alle 2-4 Jahre eine Ölanalyse durchgeführt und die Kühlflüssigkeit bei Bedarf direkt auf dem Fahrzeug behandelt. Eine Ölbehandlung mit Fullererde ist ökologischer und ökonomischer als ein Öltausch. Die Kosten sind dabei zwar initial höher als bei einem Tausch; auf die Lebensdauer gesehen ist die Strategie mit Fullererde jedoch nachhaltiger

[4], da auch die Isolation von Alterungsprodukten und Feuchtigkeit befreit wird.

Ester: Neue Traktionstransformatoren für die SBB werden seit über zehn Jahren wegen seinen hervorragenden Eigenschaften [5] fast ausschliesslich mit Ester befüllt. Auch diese Transformatoren werden alle zwei Jahre beprobt. Die Erfahrung der SBB zeigt aber, dass diese Isolierflüssigkeit bedeutend schneller altert, als erwartet.

Bild 6 zeigt den Zustand einer grösseren S-Bahn Flotte: 15% der Transformatoren sind über dem Säuregrenzwert von 2 mgKOH/g gemäss EN 61203 sind; Tendenz steigend. Die ältesten Esterflotten haben Transformatoren mit Säurewerten bis zu 10 mgKOH/g. Der Wassergehalt der Transformatoren ist in Bild 7 ersichtlich und ist bei einem Grenzwert nach Norm EN 61203 von 400 ppm nicht markant hoch.

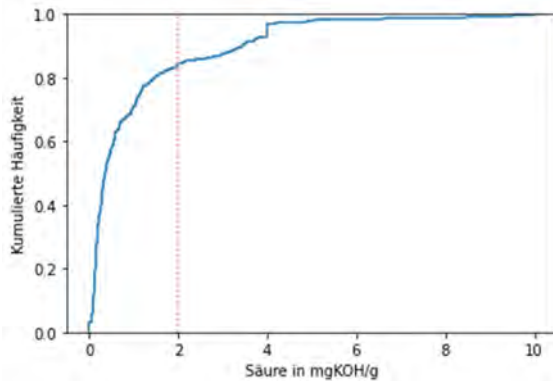
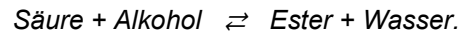


Bild 6 : Säuregehalt von insgesamt 372 Ester Transformatoren.

Alterung von Ester

Die SBB sucht mit Industriepartnern und anderen betroffenen Eisenbahnverkehrsunternehmen nach der Ursache der schnellen Esteralterung. Diese passiert schneller als erwartet und ist, sobald einmal im Gange, schwierig aufzuhalten. Eine viel diskutierte Hypothese ist, dass die konstante Feuchtigkeitzufuhr über den Luftentfeuchter den Alterungsprozess beschleunigt. Weiterhin wird vermutet, dass die Zyklen wie in Bild 4 zu vermehrtem Atmen führen und das Silikagel im Luftentfeuchter die Feuchtigkeit nicht genug schnell absorbieren kann. Dies wiederum fördert die Umkehrung der Esterbildung (saure

Hydrolyse) mit der folgenden Gleichgewichtsreaktion:



Katalysatoren für diese Reaktion sind die hohen Temperaturen und die entstandene Säure aus der Säurebildung. Bei hohen Säurewerten ist der dabei zu erwartende Verbrauch von Wasser durch die Reaktion auch in den Messungen sichtbar. In der Theorie ist nur ein kleiner Teil des Wassers in der Isolierflüssigkeit selbst; der grosse Anteil ist in der festen Isolation gespeichert. Deshalb ist die Wirkung von Instandhaltungsänderungen oder Interventionen erst nach einer gewissen Zeit bemerkbar. Der Prozess der Säurebildung nach aktuellem Wissenstand ist in **Bild 8** dargestellt. Im Bild sind zusätzlich die möglichen Interventionsmassnahmen in Rot dargestellt, welche die SBB aktuell in Betracht zieht. Generell gilt: je früher eine Massnahme ergriffen wird, desto kostengünstiger und nachhaltiger ist sie. Im Folgenden wird näher auf die Massnahmen eingegangen.

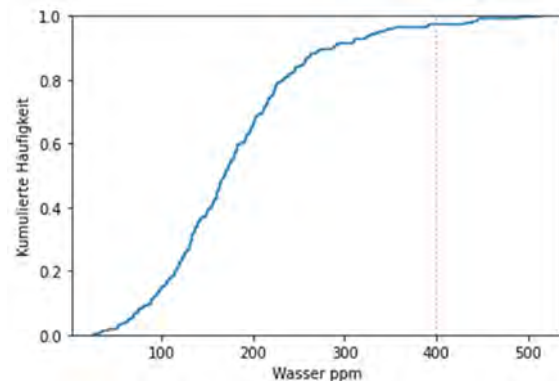


Bild 7: Wasserwerte der in Bild 7 dargestellten Transformatoren.

Trocknen: Bevor die Säurebildung beginnt, kann das Ester mit einer handelsüblichen Ölaufbereitungsanlage getrocknet werden. Dabei ist unklar, bei welchem Wassergehalt die Schwelle erreicht ist. Der Grenzwert gemäss IEC 60814 von 400 ppm ist (für diese spezifische Anwendung) definitiv zu hoch angesetzt, weil der Prozess der Säurebildung bereits ab Werten von 150-200 ppm beginnt. Basierend auf den Daten von SBB sollten hier 150 ppm nicht überschritten werden. **Spülen:** Falls die Säurebildung nicht aufgehalten werden kann,, muss im Moment das

Ester noch getauscht werden, da die Regeneration von Ester durch Fullererde noch nicht genügend erprobt ist. Damit alle Alterungsprodukte aus dem Transformator entfernt werden, wird vom Hersteller eine vorgängige Spülung mit frischem Ester und Trocknen empfohlen, bevor das neue Ester eingefüllt und erneut getrocknet wird. Diese Variante ist jedoch um einiges teurer als ein herkömmlicher Trocknungsvorgang.

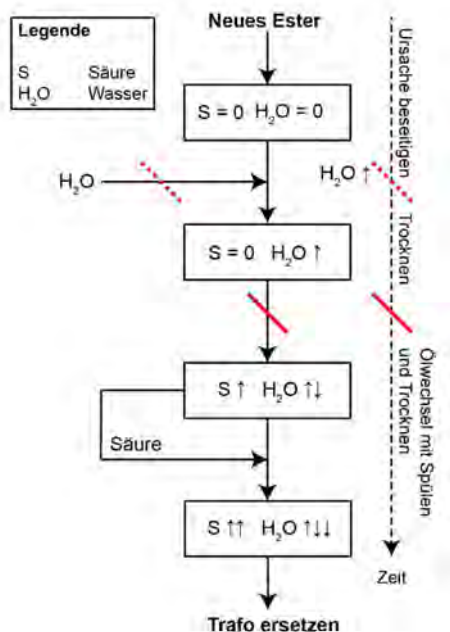


Bild 8: Darstellung des Prozesses der Säurebildung, wie er in den Traktionstransformatoren vermutet wird. Die Säure dient als Katalysator der Säurebildung.

Behebung der Ursache: Parallel zur Bekämpfung der Symptome, wird auch versucht mit Anpassungen in der Instandhaltung und Gestaltungsänderungen am Kühlsystem die Zufuhr von Wasser zu minimieren.

Diese konkreten Lösungsmassnahmen treffen auf die Prozesse im Unterhalt der Eisenbahnfahrzeuge. Auf die Chancen und Konflikte wird im folgenden Abschnitt eingegangen.

Herausforderungen im Unterhalt

Die Umsetzung der vorgeschlagenen Massnahmen erweist sich aus verschiedenen Gründen als Herausforderung.

Planung: Jede ungeplante Intervention auf einem Fahrzeug erfordert, dass das Fahrzeug aus dem Betrieb genommen wird, was oft nicht möglich ist, da die Einhaltung des Fahrplans Vorrang hat. Weiterhin muss der entsprechende Unterhaltsstandort freie Halteplätze mit Dachzugang haben, was nur für wenige Standorte zutrifft.

Zeitbedarf: Eine Trocknung dauert zwei Tage, ein Estertausch mit Spülung bis zu vier Tage. Dies überschreitet ein normales Unterhaltsfenster von einigen Stunden pro Fahrzeug deutlich. Ein kompletter Ausbau des Transformators mit anschliessender Trocknung im Vakuumofen und Neubefüllung ist mit modernen Unterhaltsfenstern nicht mehr möglich.

Digitalisierung: Auf diese Herausforderung wird im folgenden Abschnitt genauer eingegangen.

Digitalisierung der Ölbeprobung

Die Umsetzung der zustandsbasierten Instandhaltung stellte sich als Herausforderung heraus, da dieser Prozess aus diversen Gründen nicht mit dem Regelprozess vereinbar war. Zum einen ist im Regelprozess das Abwarten von Labordaten nicht vorgesehen. Zum anderen ist die Zuordnung der Probe zu einem Fahrzeug und einem bestimmten Transformator fehlerbehaftet und schwierig umsetzbar. Über Jahre mussten Daten manuell bereinigt und ausgewertet werden, um Flotten gezielt mit administrativ aufwändigen Änderungsaufträgen öltechnisch aufzufrischen. Dieser Prozess ist für eine grosse Anzahl Transformatoren, wie ihn die SBB besitzt, ungeeignet, weshalb er dieses Jahr überarbeitet und in die IT-Infrastruktur des Unternehmens überführt wurde, was auf Bild 9 ersichtlich ist. Somit ist die Basis für eine zustandsbedingte Instandhaltung geschaffen worden.

Dabei ist SharePoint die sichere Schnittstelle zum externen Labor, welches der SBB wöchentlich ein vorgefertigtes Formular mit integrierter Fehlerprüfung übermittelt. Die Resultate werden anschliessend in einer Cloud für Fahrzeugdaten gespeichert. Bei Grenzwertüberschreitungen löst die „Enterprise Analytics Plattform“ (EAP) automatisch Instandhaltungsaufträge aus oder setzt im Ernstfall das Fahrzeug aus.

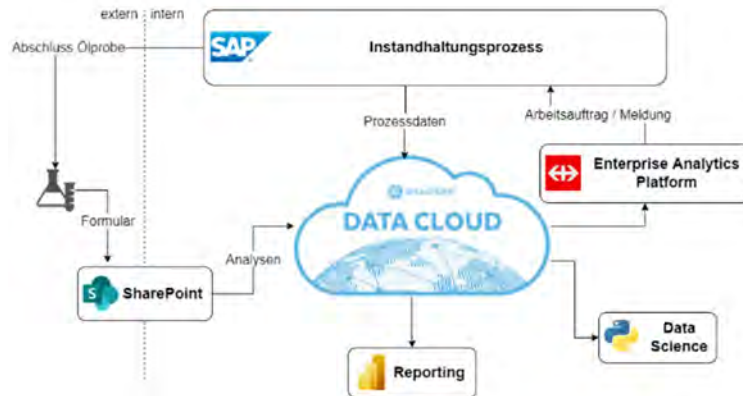


Bild 9: Prozess Trafoölproben

Ein Überführen der alten Daten in die neue Umgebung war mangels Datenqualität nicht zielführend. Somit werden Reporting und Datenanalyse erst interessant, wenn die Datenbasis breiter ist und der Zustand der Flotte über längere Zeit in der Cloud abgebildet ist.

Fazit und Schlusswort

Auch wenn der Transformator in der Eisenbahn seit über 100 Jahren eingesetzt und gewartet wird, hat sich im Laufe der Zeit viel verändert. Die klassische Revision wird immer mehr durch kleine, planbare Module abgelöst. Der Ausbau eines Transformators zu Wartungszwecken ist, wie die Erfahrung von SBB gezeigt hat, aufgrund von Zeit- und Fachkräftemangel nicht mehr machbar und führt zu vielen Fehlern in der Kette (beispielsweise Kurzschlüsse beim Wiedereinschalten). Die Instandhaltung wird immer mehr zustandsbasiert durchgeführt, was sich grundsätzlich positiv auf Zuverlässigkeit, Kosten und Umwelt auswirkt. Um jedoch den aktuellen Zustand der Komponenten zu kennen ist der Schritt zur Digitalisierung unausweichlich. Dabei ist es aber wichtig, sich nicht in den Datensätzen und Statistiken zu verlieren und sich auf die wesentlichen Messgrößen zu fokussieren. Einige Messgrößen können als Frühindikator benutzt werden, während andere den aktuellen Zustand zeigen. Letztere dienen dem Reporting, d.h. dem Überwachen des Zustandes, erstere sollen gegebenenfalls eine sofortige Instandhaltung auslösen.

Alles in allem bestehen für das Asset Management von Eisenbahntransformatoren zahlreiche spannende Herausforderungen. Die Eisenbahn wird in Zukunft aufgrund der

modularen Instandhaltung immer mehr auf zuverlässige und qualitativ hochstehende Dienstleistungen zur Ölbehandlung angewiesen sein. Es sind innovative, spezifische Lösungen für den Betrieb von Eisenbahntransformatoren und den damit einhergehenden Herausforderungen gefragt.

Eisenbahntransformatoren stellen andere Anforderungen an das Asset Management als grosse, statische Netztransformatoren und diesem Fakt muss in Zukunft vermehrt Rechnung getragen werden.

Literaturhinweise

- [1] Dr. M. Meyer, *Eisenbahnsystemtechnik II*, Seite 5
- [2] ABB Sécheron AG, *Beschreibung Transformator LOT 5400*, Seiten 1-12
- [3] ABB Sécheron AG, *Wartungshandbuch Transformator LOT 1100*
- [4] Retranol GmbH, *Eine Ölregeneration ist besser als ein Ölwechsel*, Seiten 1-2
- [5] <https://www.midel.com/app/uploads/2018/05/MIDEL-7131-Product-Brochure.pdf>

Autorenanschrift

SBB Produktion Personenverkehr, Fahrzeug- und Systemengineering

Patrick Althaus

Wylersstrasse 125, CH-3000 Bern 65

Tel.: +41 79 678 47 95

E-Mail: patrick.althaus@sbb.ch

Tino Wymann

Wylersstrasse 125, CH-3000 Bern 65

Tel.: +41 79 697 75 08

E-Mail: tino.wymann@sbb.ch

Selektive Überwachung der Teilentladungen bei Leistungstransformatoren



Dr. Detlef Hummes received his doctorate degree in Electrical Engineering from the Gerhard-Mercator-University of Duisburg, Germany, in 1997. In his thesis he developed a Differential Mobility Analyzer for particles in the nanometer size range, known as the Nano-DMA. From 1997 until 2000 he was the technical director of a wind turbine manufacturer that produced off-grid systems. Between 2001 and 2004 he worked as a patent agent for the Fraunhofer Patentstelle and the Provendis GmbH, both in Germany. Since 2004, he has been a consultant for international companies in the power sector in several countries in middle and the far east. His clients have been international companies like Siemens, Alstom and Mitsubishi as well as power plant operators of the emerging countries like China, India and Vietnam. Before 2010, he was a part time lecture at the German University, South-Westfalia, at the department of Mechatronics and Electrical Engineering. He has several publications, in addition to US and European patents. Dr. Hummes is a member of a number of national and international scientific organizations.

In 2010, his consultancies were mainly in the state of Kuwait. Since 2013, he has been an Assistant Professor of Electrical Engineering at the ECE department, the American University of Kuwait. His research interests monitoring of high voltage rotating machine where he published several papers. In 2018 he developed with students in a capstone project a robot, which has a height of just 2,5 mm and can inspect the airgap of a motor during a shortage. Several of his student projects were awarded on international conferences.

Since 2022 he is teaching at the Georg Agricola University Bochum, Germany in the department of electrical engineering

Notizen zum Vortrag

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

Selective Monitoring of Partial Discharge in Power Transformers

Detlef Hummes PDS Switzerland

Abstract

Power transformers are essential elements for a safe and reliable electrical power supply. Unforeseen shutdowns create disturbances in the network and can even lead to sensitive production losses and damages to industrial plants and their production facilities. In any case they are causing high costs for repair and replacement. To guarantee a reliable function, various monitoring systems have been developed during the last decades. One of the most powerful tools is the monitoring of partial discharge. This paper gives an overview of the common sensors for power transformers and will focus on the analysis for the measured signals. By using a cloud solution, it will be shown, that even a whole factory with thousands of PD sensors not only power transformers can be monitored to guarantee a success production.

Introduction

Power transformers are fundamental components of the electrical network and usually provide reliable operation for many decades. However, they are also exposed to stresses from fluctuating loads and environmental influences that can shorten their service life. The increasing expansion of renewable energies also places an increasing load on power transformers due to its fluctuating load [1]. The

Disposal of pollutants	500,000 USD
Lost revenue	(500,000 USD/day) 10 million USD
Labor costs for installation and startup	100,000 - 300,000 USD
Additional modifications and site work	300,000 USD
New transformer unit	2-4 million USD

Source: Double life of a Transformer Seminar, Clearwater, USA

Table 1: Estimated costs for an unforeseen replacement of a Power

costs for replacements are in the range of 2-3 Mio. \$, but in case of an unforeseen replacement the costs can be up to 5 times the transformer cost and can run a company into the bankruptcy. To avoid unforeseen outages of power and distribution transformers frequently maintenance is established. But it gives only a temporary feedback of the conditions of the transformer. An online monitoring system can help to detect failures at an early stage. Caused by the improvement of the semiconductor industry, which provides more powerful microcontroller and sensors by at the same time decreasing costs, online PD monitoring became a powerful technology for even every single distribution transformer as well dry transformer.

PD Monitoring

Measuring of Partial Discharge is a well-known tool to measure the conditions of the insulation of any high voltage equipment. It is not only used for transformers and is also installed for rotating high voltage generators and motors [3] as well used to avoid accidents at switchgears [4]. In addition to measuring the absolute amount of partial discharge, analysis of the PD pattern has established itself as a powerful tool for selective detection of partial discharge (figure 1). The insulation of a transformer consists of oil itself and solid material that is subjected to an intense electric field, which causes its degradation. Additional to the stress's transformers undergo which can be classified in thermal, electrical and vibration, environmental effects by contamination or ambient temperature will reduce the lifetime

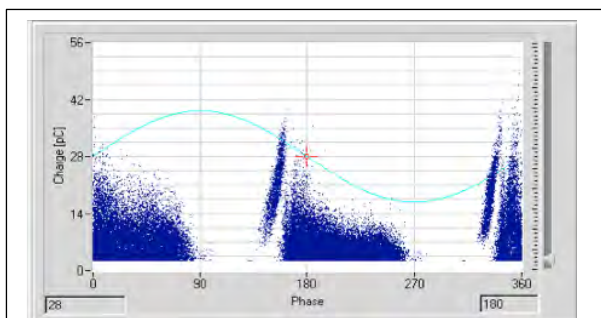


Figure 1: PD pattern

and can even cause failures. All these cases are causing a degradation of the insulation which can be obtained by PD.

Partial discharges are caused by insulation faults where high field strengths are generated locally. The discharge process takes place in a very short time, typically in the nano-second range. The charge with a generally small amplitude can be injected into a measuring device to monitor the condition of the transformer over the time. PD measurement is a standard procedure during the maintenance period, but since the improvement of the sensor and microcontroller technology, an online monitoring is affordable even for lower class transformers, motors, or switchgears.

Partial Discharge in Transformers

In figure 2, the schematic diagram for PD sensors is shown. The system should contain 3 sensors as bushing sensor, drain valve sensor and plate sensor. In case of a three-phase transformer, each phase will require one TM sensor, regardless of HV side or LV side. All Sensors will be connected to the Partial Discharge Monitoring Device (PD Simply) which is shown in figure 3.

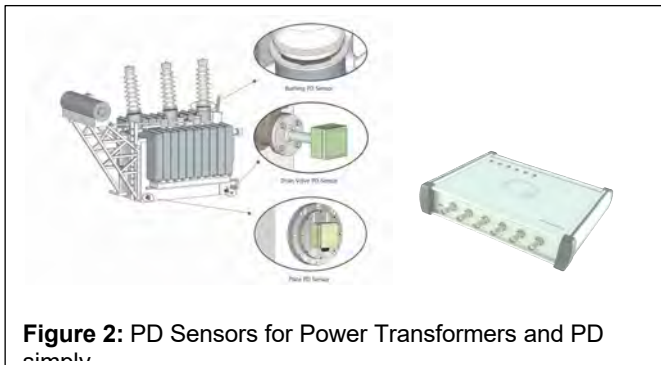


Figure 2: PD Sensors for Power Transformers and PD Simply

The Monitoring device identifies the existence of partial discharges in the insulation medium, the location of the PD, the magnitude of the PD and the duration of the PD. In case of a factory with multiple transformers as well motors and GIS, the PD monitoring system can be connected to a local server.

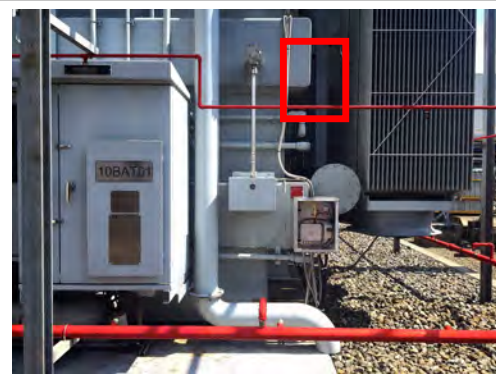


Figure 3: Installation of PD simply

The sensor fittings are usually installed during the manufacture stage in the transformer tank with the UHF sensors. The fittings are typically placed at 3-4 locations on the top cover and side walls. Sensors can also be retrofitted to existing transformers by replacing hatch cover plates with new plates incorporating the coupler fitting. Drain valve sensors can often be inserted into the oil drain or other valves. Drain valve sensors can be installed without oil removal.

The Partial Discharge Phenomena at transformers must be distinguished between external discharge and internal discharge. Typical external discharges are caused by high humidity, tracking (figure 4) or salt fog environment.

If internal partial discharge occurs timely just after the commissioning, it is mostly caused by improper

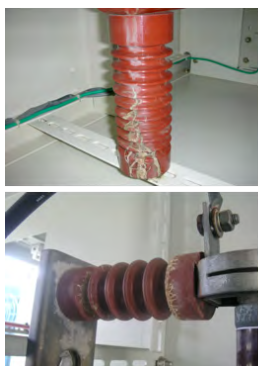


Figure 4: Tracking



Figure 5: Improper Installation

installation of manufacturer issue. Examples are shown in figure 5a and figure 5b.



Figure 5b: Manufacture Issue

Online Analysis

The typical sequence of an online monitoring until an alarm is triggered is shown in figure 7. During commissioning, the levels for warning and alarm are defined, as well as the duration time when the respective levels are exceeded before the signal for warning and alarm is triggered. At the latest when the alarm level is reached, an action is then taken, such as sending an

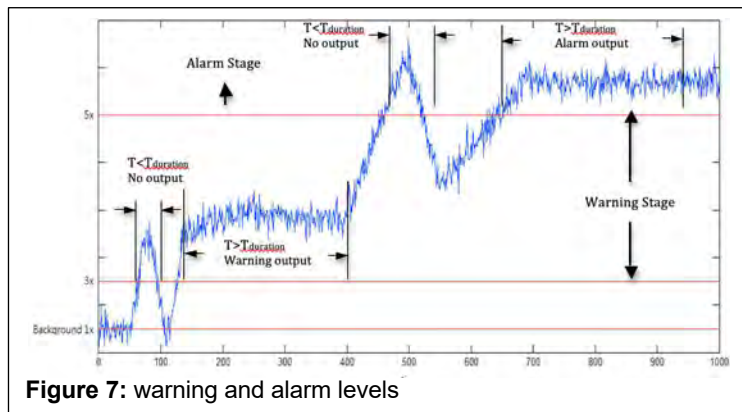


Figure 7: warning and alarm levels

If larger partial discharges occur later, it is the operator's task to identify the patterns. An overview of the three possible partial discharges which are relevant for the transformer is shown in figure 6.

Essentially, a distinction is made between corona discharge, surface discharge and internal discharge. Figure 6 clearly demonstrates that internal discharge leads to permanent damage to the insulation with a total failure of the transformer and permanent damage.

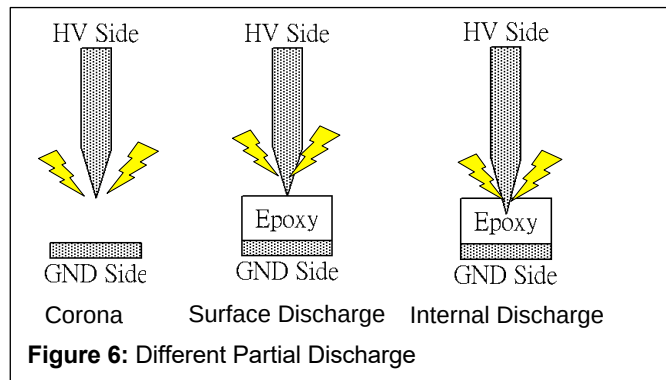


Figure 6: Different Partial Discharge

SMS or email to the respective maintenance personnel or operator. The responsible employee then decides on further actions, usually after analyzing the pattern according to the risk management. Despite the permanent improvement of the data acquisition, which also includes a noise suppression, an expert knowledge is required to assess the hazardous situation and possible consequences. In addition, the analysis of partial discharge in motors, switchgears and transformers is different. Therefore, it

is advisable to have the evaluation performed externally via the cloud. For example, the world's largest semiconductor manufacturer TSC has entrusted the evaluation of sensitive system-relevant plant components to the company PD Care, which monitors more than 14,000 measuring points worldwide 24/7. An online analysis and diagnosis contain as follows:

- View current/history condition of monitored assets, such as PD magnitude, trend, pattern and Pulse-per-second (pps) anywhere and anytime with any web-browsing device
- Receive alert notification through preferred channel, such as email or/and text message whenever PD is verified
- Immediate risk assessment to corresponding abnormal activities
- Receive identification of specific failure mechanisms in order to take the most appropriate approach prior to a forced outage
- Online view and/or download data of any time frame
- Receive event reports and periodical reports, interpreting the current condition of all assets monitored

An example is given in the following case study

Case Study

Equipment Station #4_S/S Equipment Name HV-12M

Incident Type Warning (figure 9)

Risk Level Medium

Description of the Incident External discharge of the cable head.

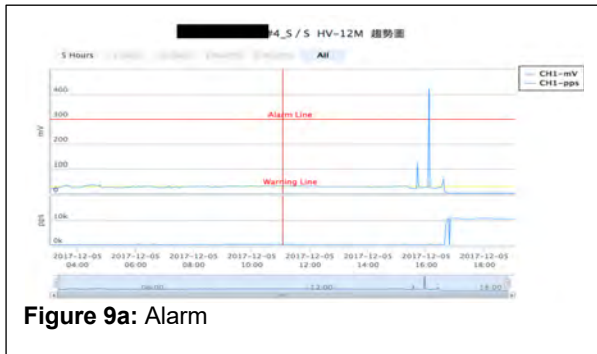


Figure 9a: Alarm

Handling status

After analysis by the staff on duty, it was judged to be a continuous local discharge with an increasing trend. An engineer from the customer was arranged to go to the site in the afternoon to locate the local discharge.

After confirming the discharge, the panel was opened for inspection. Immediately after the panel door was opened, the sound generated by local discharge could be heard and the obvious discharge traces could be seen (Figure 10).

The signal was then confirmed with a portable

local discharge detector and the results were matching to the signal on the PD Care, confirming that it was the only signal source in the tray.

After checking all other equipment around, it could be confirmed that this was the only source of signal in the tray.

Cause of the Discharge

The grounded copper tape of the cable head was not fixed and draped on the cable (Figure 11), resulting in local discharge.

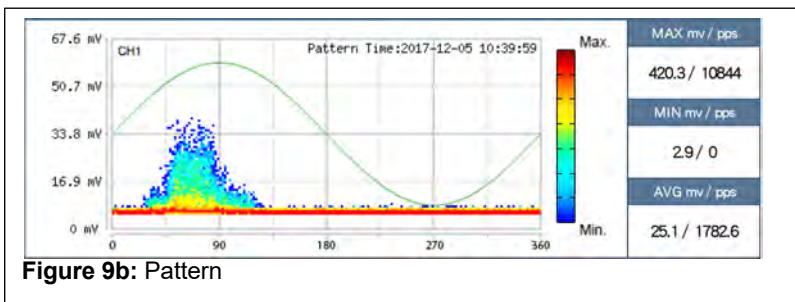


Figure 9b: Pattern

Suggestions

The cable head is obviously damaged, suggest stopping the power and replace the cable head first and then send the power to PD Care to check if



Figure 10: Discharge trace

there is any discharge phenomenon after completion.

Summary

The measurement of partial discharges is a standard tool in the maintenance of high voltage machines, which include in particular power transformers. However, the measurement provides only a temporary result and unforeseen events can lead to an unforeseen shutdown or, in the worst case, destruction of the whole equipment despite careful maintenance. With the cost reduction of online partial discharge monitoring systems, cost effective tools have been available to operators for some time to detect and act upon unforeseen events. However, this requires accurate analysis of the data and



Figure 11: Grounded copper tape

experienced personnel. Therefore, 24/7 fault monitoring with experienced personnel is an improvement, as their experience can avoid unnecessary shutdowns in case of an alarm.

Acknowledgement

I like to thank the company PD Care for supporting us with real data and there support.

Literature

- [1] M. Beltle et al "Influence of hybrid AC/DC grids on Power Transformers", Internationaler ETG Congress 2013, 5. – 6. November, 2013, Berlin
- [2] Th. Westman, P. Lorin, P. A. Ammann "Fit mit 50", ABB Publication
- [3] D. Hummes, G. A. Hussain, B. Fruth "Advanced Condition based Diagnostics of High Voltage Generators and Motors" IEEE Intl. Conf. on Power & Energy, Kuala Lumpur, Malaysia, 3-4 Dec 2018.
- [4] G. A. Hussain, D. Hummes, M. Shafiq, M. Safdar "Detection of Multiple Partial Discharge Faults in Switchgear and Power Cables" IEEE Power & Energy Conference, TPEC 2019, 7-8 Feb 2019

Dr Detlef Hummes
Bonifatiusstr. 31, 47441 Moers
Germany
Tel.: +49 176 72965582
Tel.: +965 65649860
Email: hummes@e3-h.com

Qualifizierte Zustandsbewertung durch Kombination unterschiedlicher diagnostischer Verfahren



Christoph Möller schloss sein Physikstudium 2015 als Master of Science ab. Anschließend war er in der Oberflächenphysik und Rastertunnelmikroskopie tätig und promovierte 2019 am Institut für Physik der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg.

Seit 2018 arbeitet er bei der Elektro Koopmann GmbH in Cloppenburg. Dort ist er im Bereich der Transformatorendiagnose tätig und leitet das Labor für Isolierflüssigkeiten.

Er ist Mitglied des VDE sowie des CIGRE.

Notizen zum Vortrag

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

Qualifizierte Zustandsbewertung durch Kombination unterschiedlicher diagnostischer Verfahren

Christoph Möller, Elektro Koopmann GmbH, Cloppenburg

Einleitung

Der ressourcenoptimierte Betrieb energietechnischer Anlagen erfolgt in der Regel unter Zuhilfenahme einer Zustandsbewertung der Betriebsmittel. Unter dem Begriff der Zustandsbewertung wird in diesem Zusammenhang der Prozess verstanden, der aus einer Anzahl an Eingangsgrößen (Daten) eine Aussage über die Verfügbarkeit und Ausfallwahrscheinlichkeit eines Betriebsmittels in unterschiedlichen Belastungsszenarien trifft.

Für die Zustandsbewertung von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren hat sich insbesondere die Analyse gelöster Gase (DGA) etabliert. Sie ermöglicht es, bereits mithilfe eines relativ geringen Eingriffs in den Betrieb detaillierte Aussagen über den Zustand zu gewinnen. Insbesondere wenn kein Befund vorliegt, ist ein Ausfall in der näheren Zukunft unwahrscheinlich. Ein Befund meint in diesem Zusammenhang eine Abweichung vom Normalzustand. Doch auch die bereits gut erforschte Gas-in-Öl Analyse hat Grenzen in ihrer Aussagekraft und es gibt Phänomene, die durch diese Analysemethoden nur schlecht zu analysieren sind. Beispielsweise ist es schwierig, aus der DGA Aussagen über den Lebensdauerverbrauch der Festisolation zu gewinnen. Auch die Früherkennung von Teilentladungen in großen Transformatoren ist mithilfe der DGA problematisch, da die Fehlergase durch die große Ölmenge im Transformator stark verdünnt werden und somit geringe Nachweisgrenzen vonnöten sind.

Abhilfe kann die Kombination unterschiedlicher Analysemethoden schaffen. So können die einzelnen diagnostischen Verfahren mit ihren jeweils eigenen Vorzügen Zugang zu einem detaillierteren Bild des Transformatorzustandes liefern.

Die Analyse gelöster Gase als "Arbeitspferd" der Zustandsbewertung

Vor allem aufgrund des geringen Eingriffs in den Betrieb eines Transformators haben sich Bewertungsmethoden durchgesetzt, die auf der Analyse der Isolierflüssigkeit beruhen. In vielen Fällen kann eine Isolierflüssigkeitsprobe sogar ohne Abschaltung entnommen werden. Die Analyse gelöster und freier Gase ist hier eine der etabliertesten Methoden. Ungefähr seit den 1970er Jahren werden Analyseschemata stetig weiterentwickelt, die aus der Zusammensetzung der in der Isolierflüssigkeit gelösten Gase Zustandsinformationen über den Transformator generieren.

Im Normalbetrieb sind bei Ausdehnertransformatoren mit offenem Abschlussystem die atmosphärischen Gase Sauerstoff und Stickstoff sowie im natürlichen Alterungsverlauf zunehmend auch Kohlenstoffdioxid und in geringeren Mengen Kohlenstoffmonoxid vorzufinden. Im Fehlerfall werden zusätzlich Wasserstoff, sowie Alkane, Alkene und Alkine mit zunehmender Temperatur bzw. Quantenenergie eines thermischen oder elektrischen Fehlers gebildet. Ein solcher Fehler hat in den meisten Fällen nicht unmittelbar einen Ausfall des Transformators zur Folge. So können die Fehlergase rechtzeitig analysiert und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Die Analyse 2- und 3-wertiger Kohlenwasserstoffgase ist Stand der Technik, eine Verfeinerung der Untersuchung durch die Messung höherwertiger Kohlenwasserstoffgase ist Gegenstand aktueller Untersuchung [1]. Zur Verringerung der Reaktionszeiten bei neu auftretenden Fehlern im Transformator und zur verbesserten Trendanalyse stehen auch online-Sensoren zur Verfügung, die beispielsweise im Stundentakt automatisch Gas-in-Öl Analysen an Transformatoren durchführen. Im Regelbetrieb wird jedoch

meistens noch auf diese Technologie verzichtet und es werden jährliche Probenentnahmen durchgeführt. Werden Auffälligkeiten festgestellt, kann der Probenahmeintervall verkürzt werden, um so durch Trendbildung ein möglichst aufschlussreiches Fehlerbild zu erhalten. Zu diesem Zeitpunkt kann der Einsatz eines Online-Monitoringsystems erwogen werden, sofern vorerst keine weiteren Maßnahmen vonnöten sind.

Grenzen der DGA und weiterführende Methoden

Die Zustandsbewertung setzt sich im Wesentlichen aus 2 Aufgabenstellungen zusammen. Einerseits soll der sogenannte Lebensdauerverbrauch im Zuge des normalen Betriebs erfasst werden, um so den Moment stark ansteigender Ausfallwahrscheinlichkeiten möglichst genau vorherzusagen. Zum anderen sollen akut auftretende Fehler möglichst frühzeitig erkannt und diagnostiziert werden. Für beide Aufgabenstellungen bietet die Gas-in-Öl Analyse einen guten Einblick in den Zustand des Transformators. Durch den zusätzlichen Einsatz weiterer Verfahren jenseits der DGA lassen sich jedoch noch deutlich detailliertere Ergebnisse finden. Nicht zu vernachlässigen ist auch die Notwendigkeit der Zustandsbewertung von Trockentransformatoren bzw. Gießharztransformatoren, bei denen alle isolierflüssigkeitsbasierten Methoden entfallen.

Lebensdauerverbrauch

Für den Lebensdauerverbrauch von ölgefüllten Transformatoren ist der Zustand der Festisolation entscheidend. Während sich die Ölfüllung nach Alterung ohne Demontage des Transformators regenerieren oder durch Recycling in einen neuwertigen Zustand zurückversetzen lässt, ist ein ähnlicher Vorgang für die Papierisolation nicht möglich. Im Falle einer stark gealterten Papierisolation müssen neue Spulen gewickelt werden, sodass neues Isolationspapier zum Einsatz kommt. Alternativ kann das vollständige Aktivteil mitsamt Eisenkern getauscht werden. Dies ist in vielen Fällen sinnvoll, da neuere

Transformatoren durch feinkörnigere Bleche oder amorphe Materialien teils deutlich reduzierte Eisenverluste aufweisen, wodurch signifikante Energieeinsparungen im späteren Betrieb realisiert werden können.

Für eine Abschätzung des Lebensdauerverbrauchs ist also eine Zustandsbewertung der Papierisolation vonnöten. Als Messgröße wird dazu der Durchschnittliche Polymerisationsgrad (DP-Wert) der Papierisolation verwendet, welcher die durchschnittliche Kettenlänge der in den Papierfasern enthaltenen Polymere angibt. Neuwertiges Papier besitzt einen DP-Wert von ca. 1200, im Laufe des Betriebs verringert sich dieser Wert, bis bei einem DP-Wert von 200 von mechanisch instabilem Papier auszugehen ist. In diesem Zustand hat die Papierisolation das Ende der Lebensdauer erreicht [2]. Die Entwicklung des DP-Wertes hängt stark von der mittleren Betriebstemperatur des Transformators und weiteren Faktoren wie dem chemischen Milieu im Transformatorinneren ab.

Im Idealfall steht für die Bestimmung des DP-Wertes eine Papierprobe direkt aus dem Aktivteil des Transformators zur Verfügung. Diese kann zum Beispiel dann entnommen werden, wenn das Aktivteil im Zuge anderer Maßnahmen aus dem Kessel gehoben wird. In der Praxis ist diese Möglichkeit nur selten gegeben und eine Bestimmung des DP-Wertes mithilfe einer Ölprobe erscheint erstrebenswert. Mitunter wird versucht, diesen Wert mithilfe des CO₂-Gehaltes aus der Gas-in-Öl Analyse abzuschätzen. Dieses Verfahren ist jedoch mit einer großen Unsicherheit behaftet, da viele Faktoren den CO₂-Gehalt beeinflussen und berücksichtigt werden müssen.

Stattdessen hat sich die Furan-Analyse etabliert, bei der mittels Flüssigkeitschromatographie (HPLC) die Konzentrationen unterschiedlicher Furane im Öl bestimmt werden. Diese organischen Moleküle treten beim Zerfall der Zelluloseketten auf, die im Papier enthalten sind. Zu diesem Zwecke wurden Ausgleichsfunktionen entwickelt, die die Furan-Konzentrationen im Öl mit dem DP-Wert des Papiers in Zusammenhang bringen [3]. Es sei jedoch angemerkt, dass auch bei dieser Methode einige Bestimmungsunsicherheiten bestehen.

Mehrfache Probenahmen oder Trendbildung über einen längeren Zeitraum können diese Bestimmungsunsicherheiten begrenzen, wobei allerdings logistischer Aufwand entsteht.

Fehlererkennung und Diagnose

Einige typische Defekte im Transformator gehen mit charakteristischen Fehlergasbildern einher. So können beispielsweise die thermischen Spaltgase CH_4 , C_2H_6 und C_2H_4 als relativ zuverlässige Indikatoren für thermische Fehler identifiziert werden [4]. Das Kontaktproblem eines Umstellers, der mit hohem Strom belastet wird, führt durch die hohe Temperatur häufig zu einer Bildung von C_2H_4 , welches gelöst oder bei einer starken Ausprägung des Fehlers auch als freies Buchholzgas vorzufinden ist.

Höhere Quantenenergien, wie sie bei Lichtbogenbildung vorliegen, rufen die Bildung von C_2H_2 hervor, was schon bei niedrigen Konzentrationen als Alarmsignal einzuordnen ist. Dieses Fehlergas kann jedoch auch in älteren Laststufenschaltern im Normalbetrieb entstehen und in den Hauptkessel diffundieren, wenn diese Gehäuse nicht vollständig dicht gegeneinander abgeschlossen sind. Auch kann C_2H_2 als stark lösliches Gas noch lange in der Isolierflüssigkeit verbleiben, wenn eine frühere Ursache für Lichtbogenbildung bereits behoben ist. Für eine qualifizierte Zustandsbewertung ist also die Kenntnis der Transformator-Historie zweckdienlich.

Aufschluss über die aktuelle Aktivität eines elektrischen Fehlers kann die H_2 -Konzentration geben. Ist ein elektrischer Fehler aktiv, wird Wasserstoff als Begleitgas gebildet, bei Inaktivität diffundiert es aufgrund der hohen Flüchtigkeit jedoch zügig wieder aus dem Transformator heraus. Folgerichtig muss jedoch auch von der Probenentnahme bis zur Analyse zügig und mit möglichst geringem Kontakt zur Atmosphäre gearbeitet werden, um eine Verfälschung der Analyseergebnisse weitestgehend zu reduzieren. Ebenfalls kann H_2 als Indikator für Teilentladungen im Transformator verwendet werden. Die geringe Energie dieses Fehlertyps genügt häufig nicht für die Erzeugung höherwertiger

Kohlenwasserstoffgase (ausgenommen CH_4 in niedriger Konzentration).

Allerdings zeigt H_2 nicht immer einen Defekt an. Es wird auch bei anderen Prozessen gebildet, beispielsweise zufällig durch Streugasbildung oder infolge besonders hoher Belastungen, wie sie bei Ofentransformatoren auftreten.

Ebenfalls viel Beachtung findet die Auswertung der Quotienten der einzelnen Fehlergaskonzentrationen, wie sie beispielsweise in den Duval-Pentagons anschaulich zusammengefasst ist [5]. Kritisiert an den Duval-Methoden wird jedoch, dass diese auf einer rein statistischen Datenbasis mit teils sehr alten Daten beruhen und somit kein mechanistisches Verständnis der Prozesse im Transformator zugrunde gelegt wird. Auch werden keine absoluten Konzentrationen berücksichtigt. So ist es stets zu empfehlen, auch andere Analyseschemata wie die Schlüsselgasmethode oder MSS (Müller, Schliesing und Soldner) anzuwenden [6].

Dennoch lassen sich auch unter Berücksichtigung all dieser Ergebnisse ausgedehnter Forschung einige Unsicherheiten nicht zweifelsfrei beheben. Gerade die Früherkennung von Teilentladungen, welche ja häufig als Vorzeichen für größere elektrische Defekte auftreten, bleibt problematisch. Einerseits ist die DGA als integrale Messmethode zu verstehen, wodurch Teilentladungen nur zu erkennen sind, wenn sie bereits über einen gewissen Zeitraum vorliegen. Andererseits ist es auch dann schwierig, die Entstehung von Wasserstoff eindeutig einer Teilentladung zuzuordnen. So schlussfolgert der 'IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers', dass sich als einzige Empfehlung aus einer Gas-in-Öl Analyse die Verkürzung des Probenahmeintervalls oder aber weiterführende Untersuchungen zur Verifikation eines Verdachtes ableiten lassen [7].

Im Falle eines Verdachts auf Teilentladungen ist eine Stehwechselsspannungsprüfung mit begleitender TE-Messung naheliegend. So kann der Teilentladungspegel des Transformators normgerecht bestimmt werden. Im Falle aktiver Teilentladungen kann im Idealfall im Anschluss eine Lokalisierung erfolgen, um die Fehlerursache

weiter einzugrenzen. Im nächsten Schritt ist der Transformator zu öffnen und der Fehler zu beheben. All diese Vorgänge sind jedoch mit einem apparativen und organisatorischen Aufwand verbunden, der den Aufwand für Isolierflüssigkeitsanalysen weit übersteigt.

Bei Gießharztransformatoren entfällt die Möglichkeit einer Isolierflüssigkeitsanalyse, weshalb TE-Messungen für vorhersagende Zustandsbewertungen alternativlos erscheinen. Ohnehin aber wird bei diesem Isolationssystem von einer geringeren Lebensdauer ausgegangen.

Während eine Ursache für Teilentladungen durch elektrische Messungen oder auch durch ein Heben des Aktivteils teilweise schwierig zu finden ist, treten die Ursachen für stärkere elektrische oder thermische Fehler deutlicher in Erscheinung. Ein gutes Beispiel ist ein verkohlter Umsteller, der durch die Bildung von C_2H_4 angezeigt werden kann. Solche einfacher zu entdeckenden Defekte fallen häufig auch schon bei einer einfachen elektrischen Prüfung des Transformators auf, ohne dass eine TE-Messung notwendig ist. Somit kann schon die relativ einfache Messung von Isolations- und Wicklungswiderständen sowie des Übersetzungsverhältnisses Erkenntnisse bringen. Da keine leistungsstarke TE-freie Prüfquelle benötigt wird, sind diese Messungen vor Ort deutlich einfacher zu realisieren als eine Stehwechselspannungsprüfung.

Fallbeispiele

Im Folgenden werden zwei Beispiele von Transformatoren gezeigt, welche bei der DGA durch auffällige Fehlergaskonzentrationen auffielen. Im ersten Fall ist ein Ofentransformator dargestellt, der anschließend instandgesetzt wurde. Der zweite Transformator befand sich in einer Verdichteranlage und wurde nach auffällig hohen H_2 -Konzentrationen auf Teilentladungen überprüft und anschließend ebenfalls instandgesetzt.

Ofentransformator

Tabelle 1: Gaskonzentrationen im Isolieröl des Ofentransformators vor sowie 1 Jahr nach Instandsetzung. Im Zuge der Instandsetzung wurde ein Ölwechsel durchgeführt, dennoch sind Reste der Fehlergase messbar.

Gas	Vor Inst. (ppm)	Nach Inst. (ppm)
H_2	7349	<10
O_2	8558	27340
N_2	33316	64200
CO_2	3873	3359
CO	576	292
CH_4	53644	55
C_2H_6	39720	321
C_2H_4	123341	1460
C_2H_2	183	1

Tabelle 1 zeigt die Fehlergaskonzentrationen des Ofentrafos vor und nach Instandsetzung. Die hohen Konzentrationen der gesättigten Kohlenwasserstoffe und insbesondere von Ethen (C_2H_4) vor der Instandsetzung deuten auf einen thermischen Fehler hoher Temperatur hin. Nach Öffnung des Transformators wurde ein verkohlter Umsteller mit Abriss eines Kontaktes als Fehlerstelle identifiziert (Bild 1). Dieses Fehlerbild wurde auch aufgrund der Wicklungswiderstandsmessung bereits vermutet. Auch nach Instandsetzung waren Reste der Fehlergase noch messbar, obwohl ein Ölwechsel durchgeführt wurde. Eine fehlende Kenntnis der Historie und der Entwicklung der Fehlergaskonzentrationen hätte in dieser Situation zu Missinterpretationen der Messergebnisse führen können.

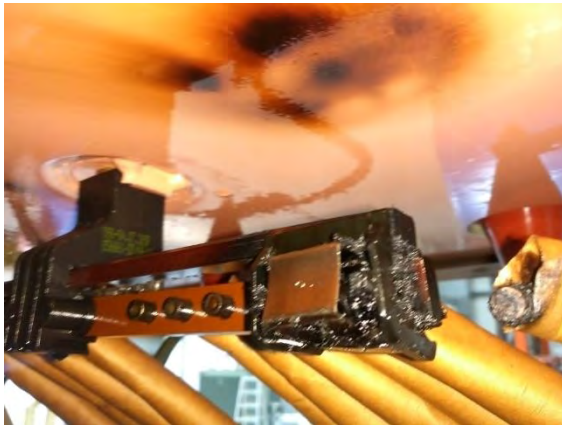


Bild 1: Umsteller des Ofentransformators vor Instandsetzung. Auffällig sind die starke Verkohlung, Schmauchspuren am Deckel und die abgerissene Ausleitung.

Verdichtertransformator

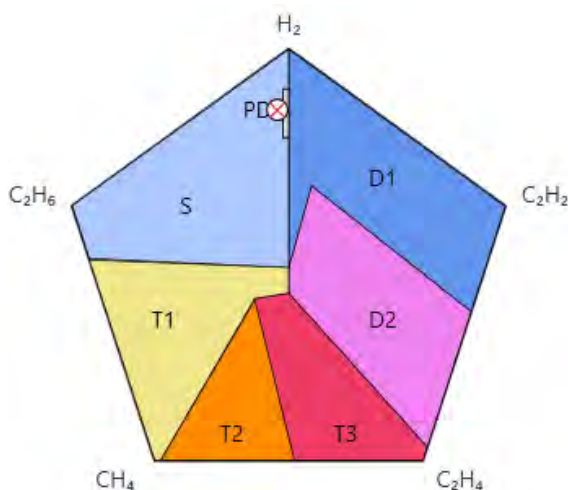


Bild 2: Duval-Pentagon der Fehlergaskonzentrationen eines Verdichtertransformators. Die Fehlergasgehalte werden dominiert von H_2 mit einer Konzentration von ca. 1000 ppm. Die Verteilung der Fehlergase deutet auf Teilentladungen (PD) oder Streugasbildung (S) hin.

Bild 2 zeigt das Duval-Pentagon des vorgestellten Verdichtertransformators zum Zeitpunkt der Analyse. Die Fehlergasgehalte

wurden dominiert von H_2 , welches eine Konzentration von ca. 1000 ppm aufwies. Da es zu diesem Zeitpunkt unklar war, ob Teilentladungen oder lediglich Streugasbildung vorlagen, wurde im weiteren Verlauf eine Vor-Ort Stehwechselfspannungsprüfung mit begleitender TE-Messung durchgeführt. Dort wurde bereits bei Nennspannung auf der Unterspannungsseite (4 kV) eine TE-Aktivität von 38.000 pC gemessen. Aufgrund von Form und Phasenlage im PRPD (Bild 3) wurden Oberflächenentladungen vermutet.

U2: 38,1 nC

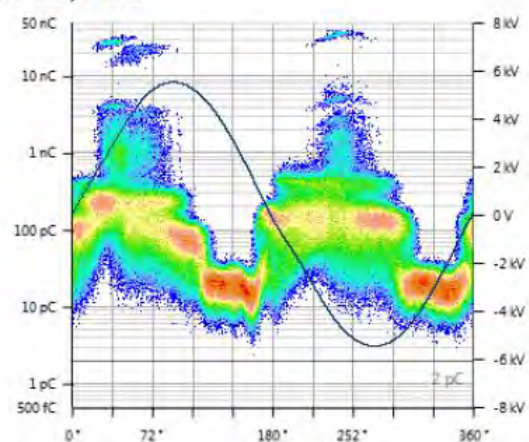


Bild 3: Phasen aufgelöste Darstellung der TE-Messung (PRPD) von Unterspannungswicklung U2 bei Nennspannung. Aufgrund von Form und Phasenlage wurden Oberflächenentladungen vermutet.

Im weiteren Verlauf wurde der Transformator ausgebaut und es wurde eine Werksbefundung durchgeführt. Dort fiel auf, dass sich ein Kantholz im Transformatorinneren gelöst hatte und frei im Kessel lag. Die Ausleitungen von den Wicklungen zu den Durchführungen waren teils lose verlegt. Deutliche Schmauchspuren oder ähnliche Schadbilder infolge von Teilentladungen waren jedoch nicht auffindbar. Somit wurde die Verpressung im Transformatorinneren nachgespannt und es wurden die Ausleitungen befestigt. Nach Zusammenbau wurde eine erneute Stehwechselfspannungsprüfung durchgeführt.

und es konnte keine signifikante TE-Aktivität mehr festgestellt werden. Sicherheitshalber wurde nach Re-installation ein online-Wasserstoffsensor am Transformator montiert.

Autorenanschrift

Elektro Koopmann GmbH
Dr. rer. nat. Christoph Möller
Zum Brook 19-21, 49661 Cloppenburg
Tel.: +49 4471 9494 75
E-mail: christoph.moeller@hk-c.de

Fazit

Eine ausgereifte Instandhaltungsstrategie berücksichtigt die notwendige Verfügbarkeit der Betriebsmittel genauso wie den gewollten organisatorischen und technologischen Aufwand. Isolierflüssigkeitsanalysen und elektrische Prüfungen bieten eine gute Basis für eine bedarfsgerechte Instandhaltung [8]. Diese kann je nach Notwendigkeit durch Monitoringsysteme, weiterführende elektrische Messungen oder Werkstattinspektionen aufgewertet werden.

Literatur

- [1] K. Homeier, „Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen“, *14. Transformer-Life-Management Konferenz*, 2021.
- [2] C. Rajotte et al., „Guide for Transformer Maintenance (445)“, *Cigre Working Group A2.34*, 2011.
- [3] D.H. Shroff et al., „A review of paper aging in power transformers“, *IEEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution*, 132(6), 312 ff., 1985.
- [4] J. Golarz, „Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) techniques and interpretations“, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 1 ff., 2016.
- [5] L. Cheim et al., „Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach“, *Energies* 2859.13, 2020.
- [6] P. Elfers, „Entwicklung eines Algorithmus für die Analyse gelöster Gase mineralölsolierter Leistungstransformatoren mit dem kombinierten Duval Pentagon“, *Jade Hochschule Wilhelmshaven*, 2021.
- [7] „IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers“, *IEEE Std C57.104*, 2019.
- [8] P. Elfers et al., „Interpretation der Gas-in-Öl-Analyse mit kombiniertem Duval-Pentagon“, *ew – Magazin für die Energiewirtschaft*, 6, 48 ff., VDE Verlag GmbH, Berlin, 2022.



ALTANOVA
A DOUGLAS COMPANY

dobe isa MS MORGAN SCHWARTZ PHENIX TECHIMP

TLM 2022

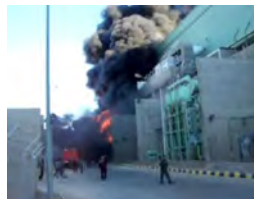
Zustandsbewertung von Transformatoren
während des Betriebes
unter Berücksichtigung unterschiedlicher
Diagnose- und Messmethoden

Dr.-Ing. Mohsen Farahani
Techimp Germany GmbH/ ALTANOVA

Einleitung



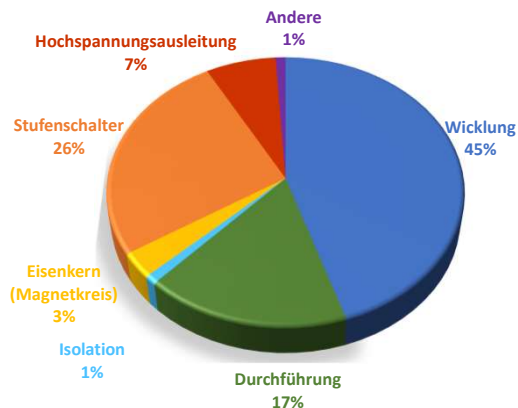
- Leistungstransformatoren gehören zu den wichtigsten und kostenintensivsten Betriebsmitteln in Übertragungsnetzen.
- Ein Leistungstransformator ist während seiner Lebensdauer ständig den Auswirkungen thermischer, mechanischer, chemischer und elektrischer Beanspruchung ausgesetzt, die zu Fehlern und Schäden führen können.
- Schäden an Transformatoren können große wirtschaftliche Verluste verursachen und darüber hinaus sogar gesellschaftliche Probleme zur Folge haben.



Einleitung

Fehleranalyse Leistungstransformatoren

- Fehler in den Wicklungen und an den Durchführungen repräsentieren größten Anteile an den Gesamtfehlern in Transformatoren.
- Wicklungsprobleme sind in der Regel auf Fehler der Isolierung zurückzuführen.



Fehlerursachen von Leistungstransformatoren und deren Häufigkeit basierend auf **364 Fehlern** bei Leistungstransformatoren mit $U_N > 100 \text{ kV}$ von **48 Energieversorgungsunternehmen** aus **16 Ländern**

Quelle: CIGRE Working Group A2.37: Transformer Reliability Survey Interim Report. Electra No. 261, 2012

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

3 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Einleitung

- Der überwiegende Teil an Ursachen für den Ausfall eines Transformators können weitgehend vom Betreiber kontrolliert werden!
- Monitoring und Diagnostik von Transformatoren können den größten Teil der Transformatorausfälle, die im Wesentlichen auf mangelnde Wartung, Alterung oder Überlastung zurückzuführen sind, vermeiden.



HÖHERE RENTABILITÄT



HÖHERE BETRIEBSSICHERHEIT



HÖHERE SICHERHEIT

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

4 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Einleitung



- Eine Diagnose basiert auf Messung/Monitoring von relevanten Parametern.
- Eine zuverlässige Zustandsdiagnose ist bei geeigneter Kombination und korrekter Bewertung der gemessenen Werte möglich.
- In Transformatoren können viele Probleme durch eine Kombination von DGA und TE-Messung identifiziert werden.



Schädigung durch thermische Prozesse

- △ Zellulose (Verringerung d. Polymerisationsgrades)
- △ Öl (Oxidation, Spaltung v. Polymerketten)



Probleme an den Durchführungen

- △ Defekte der Isolierung
- △ Defekte an den Taps



Elektrische Probleme, resultierend in TE

- △ TE im Papier/Pressspan
- △ Korona-Entladungen im Öl (durch Creeping)



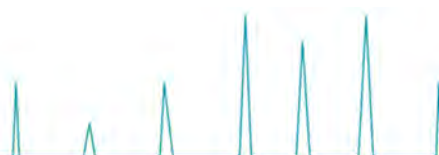
Last-Stufenschalter

- △ Mechanische Kontaktprobleme
- △ Lichtbogenbildung

TE-Messung gegen DGA



Zur Erkennendes Problem	DGA	TE-Messung
Überhitzung	Erkennbar mit Verzögerung	Nicht geeignet
Lichtbogen	Erkennbar mit Verzögerung	Erkennbar sofort
Teilentladung	Erkennbar mit Verzögerung (Nur TE in Öl)	Erkennbar sofort in Öl und Isolierung
Innere Entladung	Erkennbar mit möglich lang Verzögerung wegen Ölzirkulation und niedrige Energie	Erkennbar sofort
Tanklecks	Erkennbar mit Verzögerung	Nicht geeignet
Lokalisierung	Nicht geeignet	Möglich



DGA

Fehlertgas



FEHLER	FEHLERGAS								
	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	O ₂	H ₂	H ₂ O
Alterung von Zellulose	X	X							X
Zersetzung von Mineralöl			X	X	X	X		X	
Tanklecks		X					X		X
Thermische Fehler in Zellulose	X	X	X				X	X	
Thermische Fehler in Öl @150°C – 300°C			X			X		X	
Thermische Fehler in Öl @300°C – 700°C			X		X	X		X	
Thermische Fehler in Öl @ >700°C			X	X	X			X	
Teilentladung			X					X	
Lichtbogen			X	X	X			X	

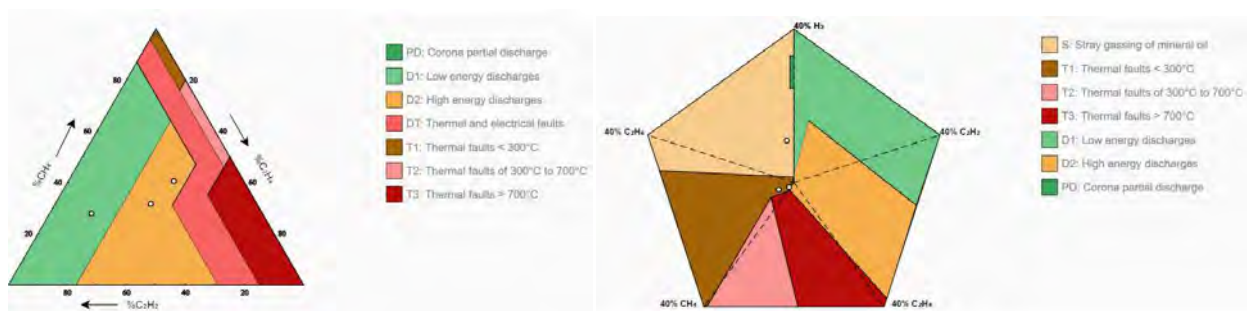
Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

7 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

DGA

Duval Dreieck und Pentagon



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

8 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Teilentladungsmessung

Sensoren

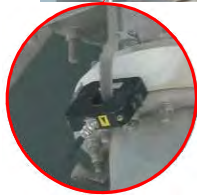
Tap Adapter an Durchführungen

Oftmals besitzen die Durchführungen von Leistungstransformatoren kapazitive Spannungsteiler mit Messabgriff, die für TE-Messungen genutzt werden können.



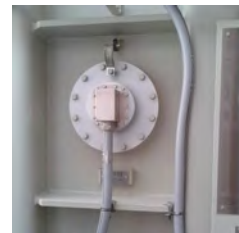
HFCT – Hochfrequenz-Stromwandler

Installation an den Erdverbindungen der Hochspannungskabelendverschlüsse (falls vorhanden).



Interne/Externe UHF-Sensoren

UHF-Sensoren können an (falls vorhanden) dielektrischen Fenstern am Kessel oder in Ölventilen installiert werden.



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

9 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Teilentladungsmessung

Sensoren

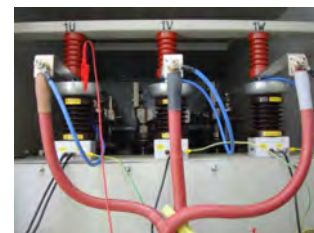
Koppelkondensatoren

Installation parallel zu den Durchführungen.



HFCT 39 mm

Installation an den Erdverbindungen der Mittelspannungskabelendverschlüsse (falls vorhanden).



HFCT 140 mm

Installation um die Mittelspannungsanschlusskabel des Transformators



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

10 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Teilentladungsmessung

Datenerfassung



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

11 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Monitoring

Modulares Monitoringsystem TrafoNOVA

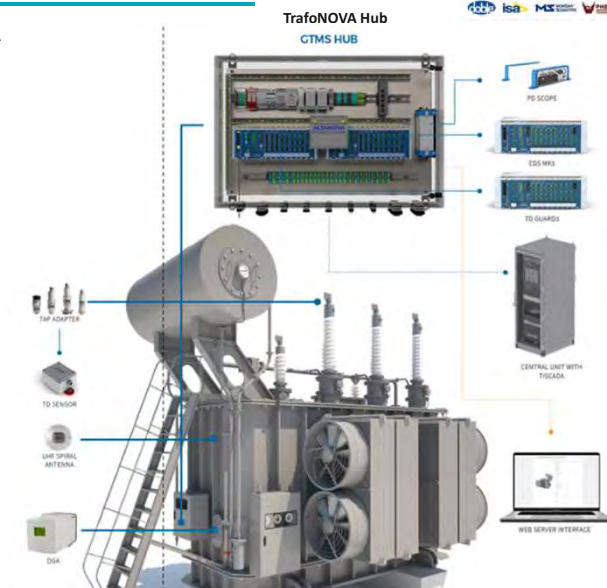


Allgemeine Trafo-Parameter
Leiterströme, Öltemperaturen, Kern- u. Wicklungs-temperaturen, Strom Kühlsystem, Hot Spot Temperatur, relativer Lebensdauerverbrauch

Monitoring der Durchführungen
Verlustfaktor, Kapazität, Verluststrom, Temperatur, Ströme

DGA
bis zu 10 Gase, H₂O, Öltemperatur

TE-Monitoring
TF-Map, Trendanalysen, Alarmfunktion



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

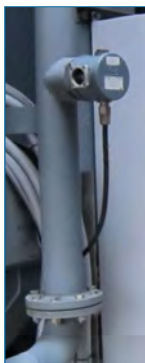
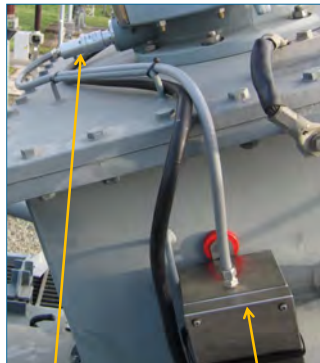
12 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Monitoring

Sensoren

ALTANOVA
 A DORLE COMPANY


 Temperatursensor im
 Öl-Kreislauf der Kühlung


Tap Adapter plus TanDelta-Sensor



Calisto 9 DGA

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

13 / 29

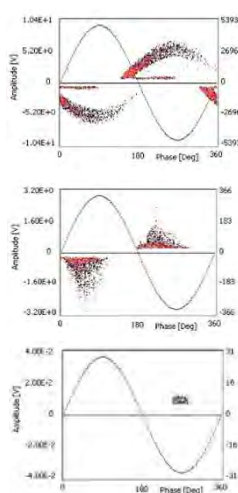
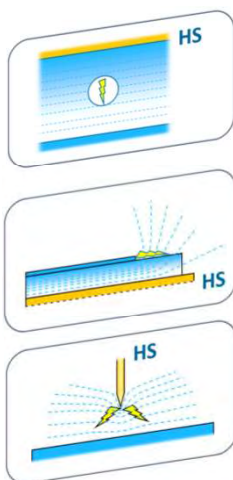
©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Teilentladungsmessung

Analyse

ALTANOVA
 A DORLE COMPANY


 Basierend auf den
 unterschiedlichen
 TE-Mustern können
 Defekte unter-
 schieden werden

 Identifikation ist
 unerlässlich für
 eine ordentliche
 Zustandsdiagnose!


Interne TE

Oberflächen TE

Korona TE

SCHÄDLICHKEIT

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

14 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

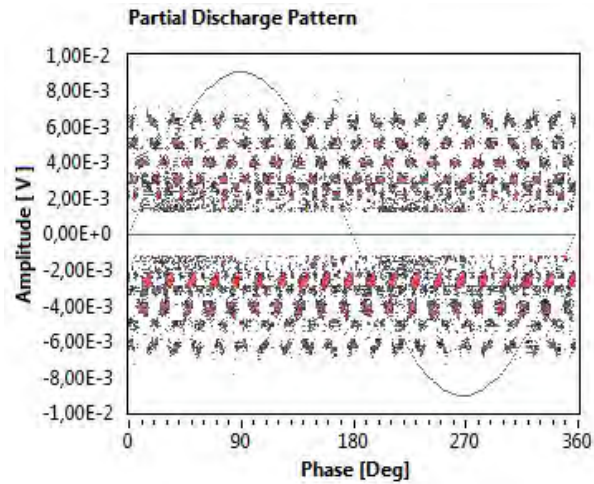
Teilentladungsmessung

Analyse

Für Online-Messungen gilt



Eine Diagnose ist oft
mit Standard-Tools
nicht zu realisieren



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

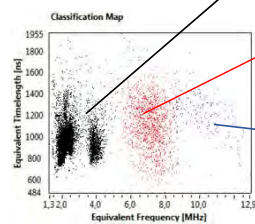
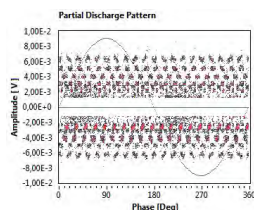
15 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

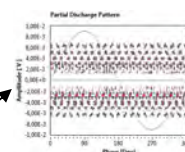
Teilentladungsmessung

Analyse mittels TF-Map

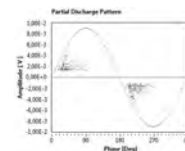
Für jeden erfassten Impuls werden automatisch
Schwingungsdauer und Bandbreite berechnet und
in der sogenannten „TF-Map“ bzw. „Classification
Map“, dargestellt.



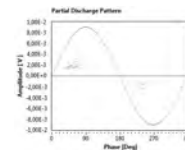
Identifizierung verschiedener TE unterhalb des Störpegels!



Schwarzes Phänomen
Störsignale /
Hintergrundrauschen



Rotes Phänomen
Interne TE



Blaues Phänomen
Oberflächen TE

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

16 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie

220/132 kV Leistungstransformator



Global Monitoring System an Öl-Transformator

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

17 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie

220/132 kV Leistungstransformator

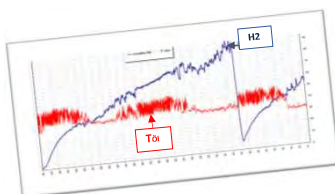


Prolog

Nach Inbetriebnahme des Transformators konnte der Netzbetreiber kritische Werte in Bezug auf die Wasserstoff (H_2)-Konzentration im Öl beobachten.

Fragen

Ist es erforderlich, den Trafo außer Betrieb zu nehmen?
Warum ist die H_2 -Konzentration erhöht?
Handelt es sich um ein elektrisches oder ein thermisches Problem?
Gibt es Teilentladungsaktivität?



Antwort

Installation eines temporären **GLOBAL MONITORING SYSTEMS** zur Fehleranalyse.

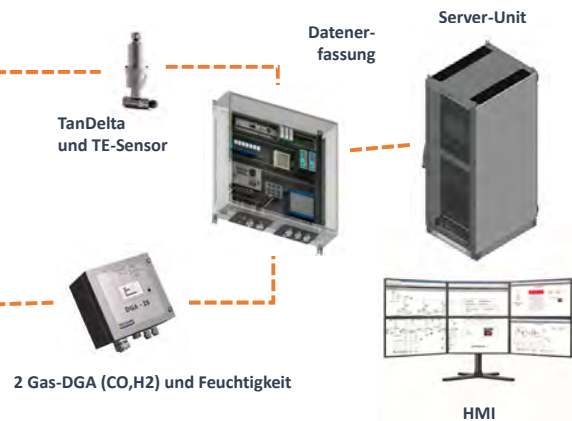
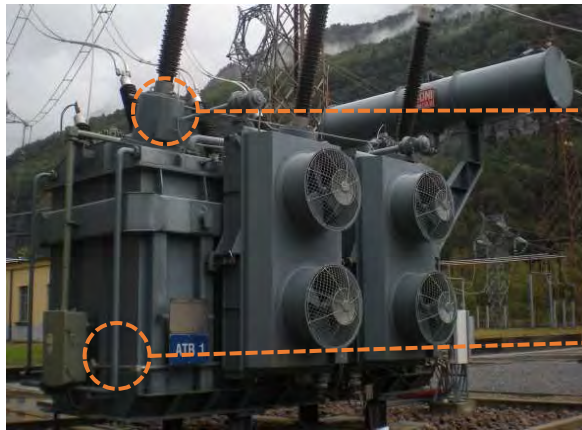
Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

18 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie

Global Monitoring System Layout



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

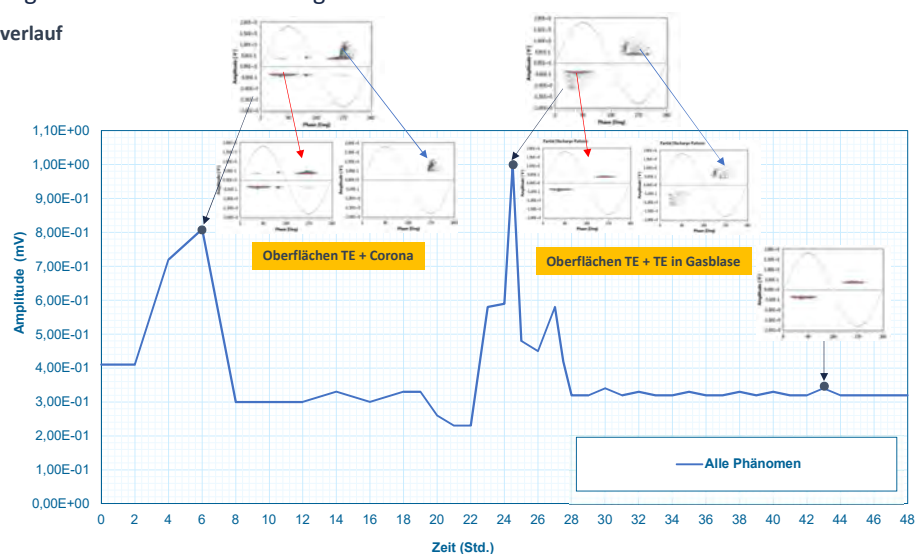
19 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie

Erste Ergebnisse von TE-Monitoring

Trendverlauf



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

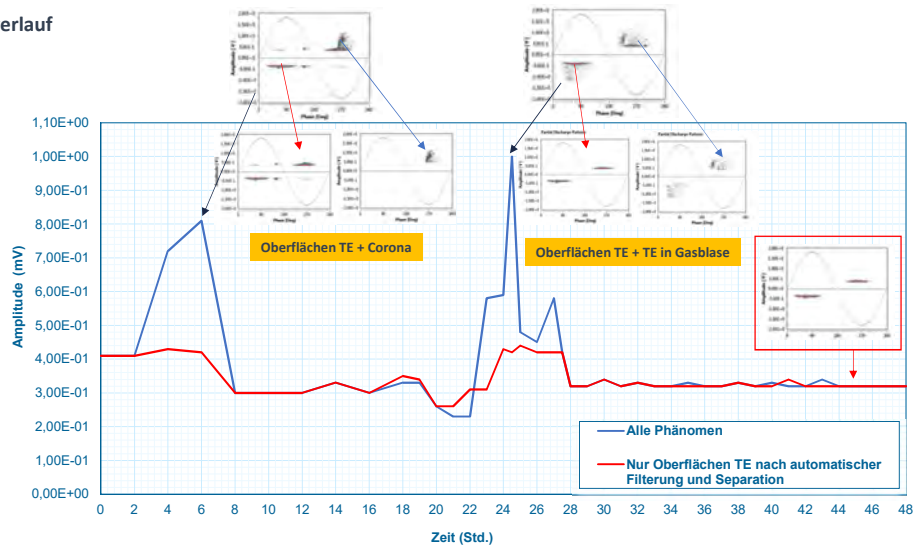
20 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie

Erste Ergebnisse von TE-Monitoring

Trendverlauf

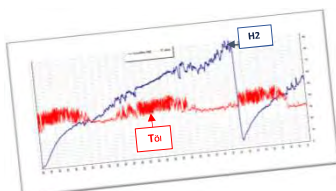


Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

21 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie



Maßnahmen

- ⚡ Eine **Ölaufbereitung** wurde durchgeführt.
- ⚡ Das Oberflächen TE-Phänomen trat jedoch unmittelbar nach Inbetriebnahme wieder auf. Die Ölaufbereitung konnte dieses Problem nicht beseitigen.
- ⚡ Daher wurde das Monitoring für weitere 6 Monate fortgesetzt.

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

22 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

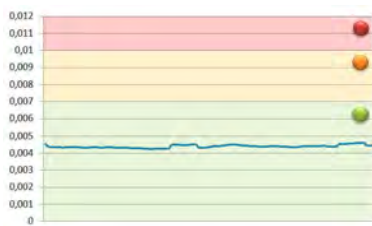
Fallstudie

6 Monate später, Monitoring Ergebnisse

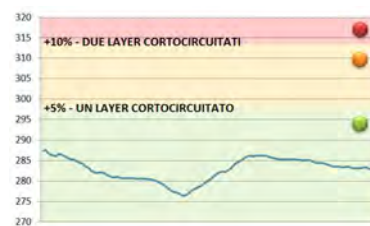


Keine signifikanten Änderungen bei den **Verlustfaktor-Werten** der Durchführungen während der 6 Monate
⇒ keine Probleme an den Durchführungen.

Die **H₂-Konzentration** erhöhte sich während der 6 Monate um ca. 30 ppm/Tag.
⇒ ein Problem im Transformator/Kessel.



Verlustfaktor



Kapazität

DGA – H₂-Konzentration

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

23 / 29

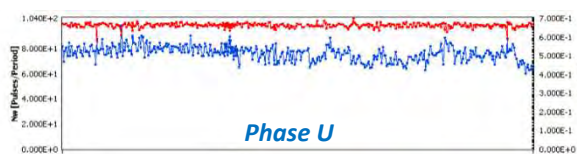
©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie

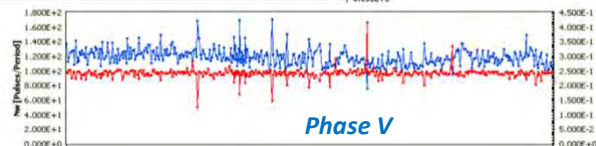
6 Monate später, Monitoring Ergebnisse



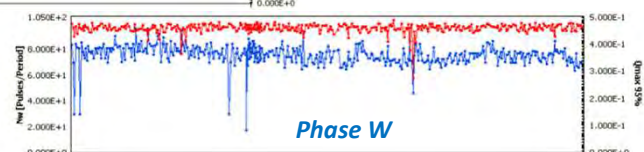
Auf allen drei Hochspannungsphasen wurden TE erfasst (Grenzschicht TE)
⇒ die TE-Aktivität steht in Zusammenhang mit der erhöhten H₂-Konzentration.



Phase U



Phase V



Phase W

Rot: TE Amplitude
Blau: TE Wiederholungsrate

Dank der TE-Separation konnte eine konstante Intensität der TE festgestellt werden.

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

24 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie

6 Monate später, Monitoring Ergebnisse

Diagnose

- ⚡ 3-phasige Grenzschicht-TE im Trafo
- ⚡ Die TE korreliert mit dem Anstieg der H_2 -Konzentration
- ⚡ Die hohe Bandbreite der Signale zeigt, dass sich die TE-Quellen nahe den Sensoren/Tap Adaptern an den Durchführungen befanden.
- ⚡ Die Identifikation der TE als Grenzschichtentladungen lässt auf ein Phänomen an der Grenzschicht zwischen zwei unterschiedlichen dielektrischen Materialien schließen.
- ⚡ Die konstante Intensität (Amplitude u. Wiederholungsrate) der TE lassen den Schluss zu, dass kein festes Isolationsmaterial betroffen ist.

Schlussfolgerung

- ⚡ Vermutliche TE-Ursache ist ein zu geringer Ölfüllstand im Dom unterhalb der Durchführung jeder Phase, so dass Teilentladungen an der Öl-Luft-Grenzschicht auftreten.

Die Ergebnisse wurden im Nachgang durch Offline-Messungen bestätigt.



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

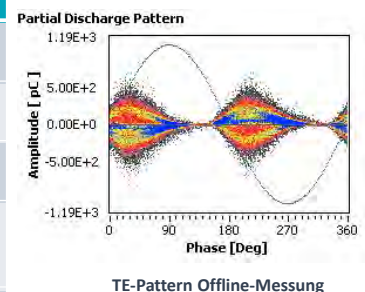
25 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fallstudie

Gegenprobe: Ergebnisse Offline-Prüfung

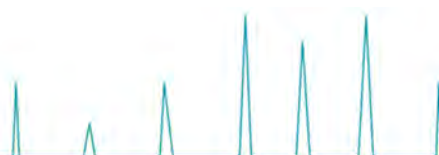
Gemessene Parameter	On line Ergebnisse durch Monitoringsystem	Off line Ergebnisse	Vergleich
TE in Trafokessel	> 500 mV	> 500 pC PDIV=0.6 Un	Bestätigt
TE in Durchführung	keine	keine	Bestätigt
DGA von Trafo-Öl	Höhe H_2	Höhe H_2	Bestätigt
DGA von Durchführungen	Nicht möglich	Sauber	Bestätigt keine TE in Durchführungen
Tand-D von Durchführungen	<0.007	<0.007	Bestätigt
Kapazität von Durchführungen	< 300pF	< 300pF	Bestätigt



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

26 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.



Fallstudie

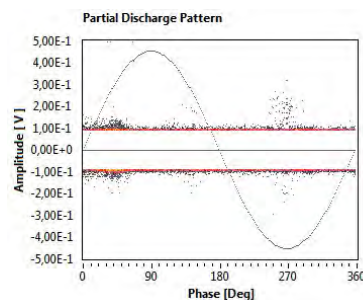


Durchgeführte Maßnahmen

- ⚡ Das Öl des Trafo wurde abgelassen und entgast.
- ⚡ Der Trafo wurde mit erwärmten Öl langsam aufgefüllt, um erneute "ölfreie" Stellen zu vermeiden.
- ⚡ Der Trafo wurde wieder mit Monitoring-System in Betrieb genommen.

Ergebnis

- ⚡ Der Trafo ist TE-frei
- ⚡ Keine erhöhte H_2 -Konzentration
- ⚡ Die Öl-Luft-Grenzschicht-Entladung wurde durch die Maßnahme beseitigt.



Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

27 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

Fazit

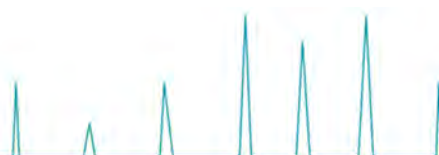


VERBESSERTER BETRIEBSSICHERHEIT	HÖHERE SICHERHEIT	OPTIMIERTE RENTABILITÄT
Optimierung der Anlagen-Performance	Vorbeugen und Vermeidung von Störfällen	Reduzierter Instandhaltungsaufwands
Schnelle Problemidentifikation	Verbesserung der Reaktionszeit	Geringere Instandhaltungskosten
Vorbeugende Instandhaltung	Überwachung von Bereichen mit beschränktem Zugang	Minimierung der Ausfallzeiten
Vermeidung von Ausfällen	Schutz von Mitarbeitern, Anlagen und Umwelt.	Verlängerung der Lebensdauer

Transformer-Life-Management Konferenz 19.-20. September 2022, Bad Gögging

28 / 29

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.





ALTANOVA
A DOBLE COMPANY

doble isa M&S PHENIX TECHMP

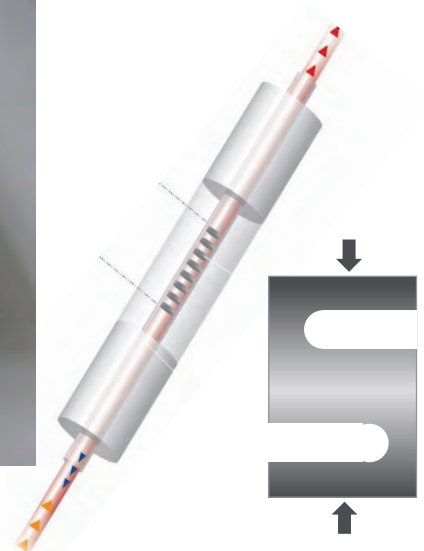
Thanks for your attention

Dr.-Ing. Mohsen Farahani
Techimp Germany GmbH
mfarahani@doble.com Tel.: +49 (0)5724 3997400 Mob.: +49 (0) 151 17660724

www.altanova-group.com
www.doble.com

©2022 Altanova Group. All Rights Reserved.

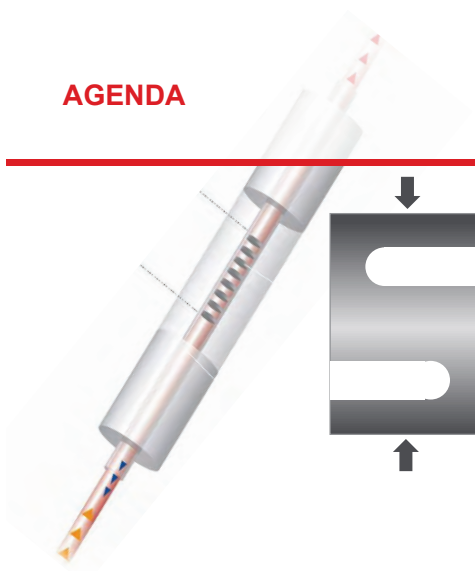
This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.



WEIDMANN

ON-LINE MONITORING DER WICKLUNGSPRESSUNG VON TRANSFORMATOREN
HISTORY, DEVELOPMENT AND CURRENT STATUS

AGENDA



1
2
3
4

Introduction

Sensor Generation 3

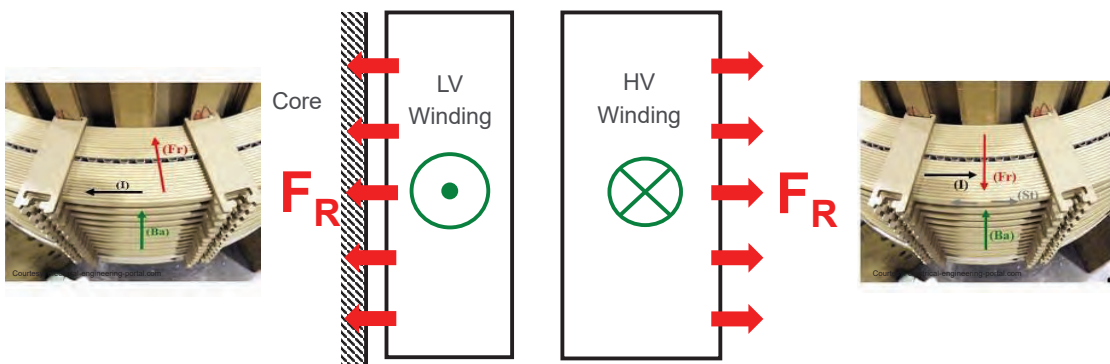
Beta Test with Kolektor ETRA (SLO) and ELVIA (N)

Summary

WEIDMANN

INTRODUCTION

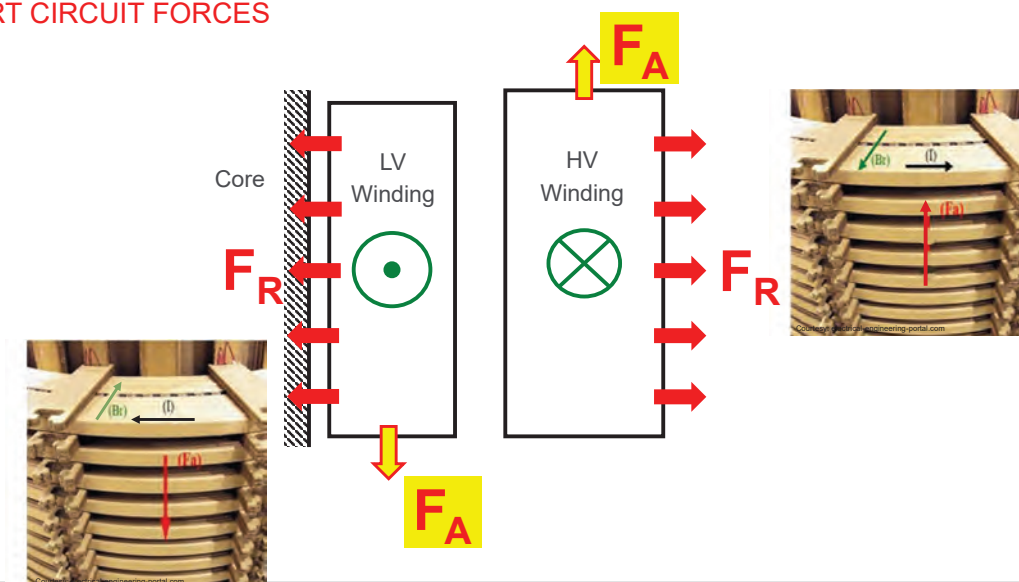
SHORT CIRCUIT FORCES



3 WEIDMANN

INTRODUCTION

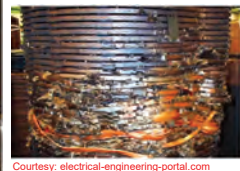
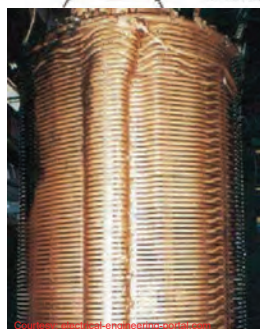
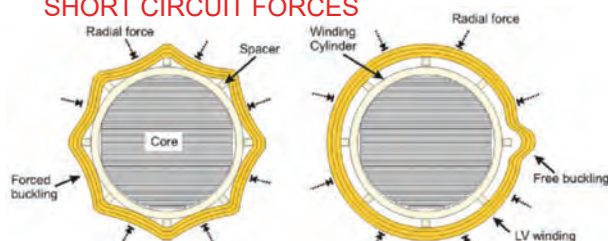
SHORT CIRCUIT FORCES



4 WEIDMANN

INTRODUCTION

SHORT CIRCUIT FORCES



5 WEIDMANN

INTRODUCTION

FUNDAMENTAL STATEMENTS / QUESTIONS

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

6 WEIDMANN

AGENDA



1
2
3
4

Introduction

Sensor Generation 3

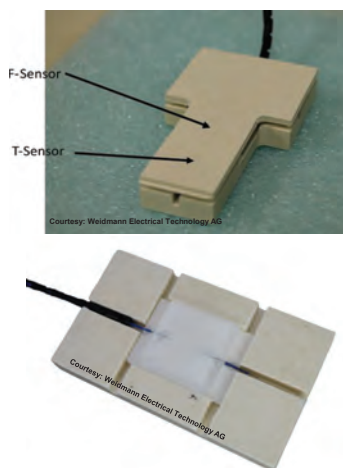
Beta Test with Kolektor ETRA (SLO) and ELVIA (N)

Summary

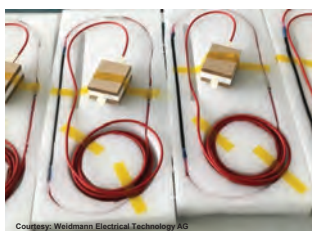
WEIDMANN

HISTORY DEVELOPMENT STEPS

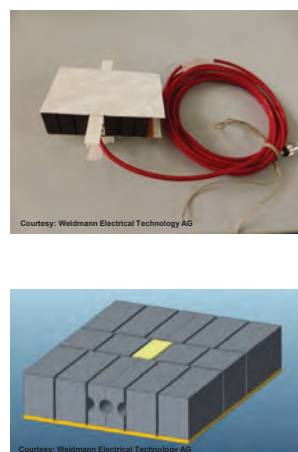
1. Generation (2016)



2. Generation (2018)



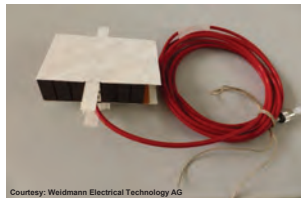
3. Generation (2020)



8 WEIDMANN

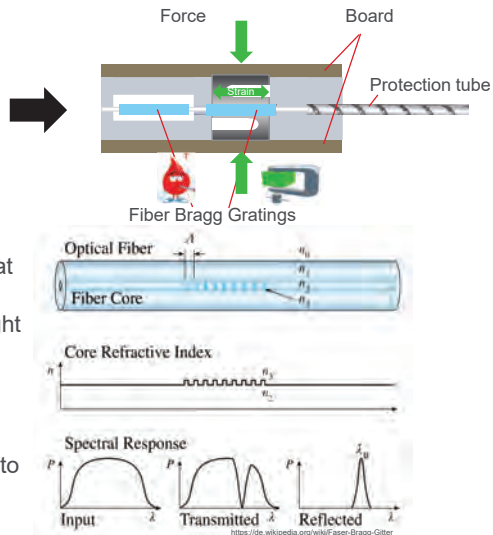
CLAMPING FORCE SENSOR

WORKING PRINCIPLE



Dielectric Fiber Bragg Load Cell:

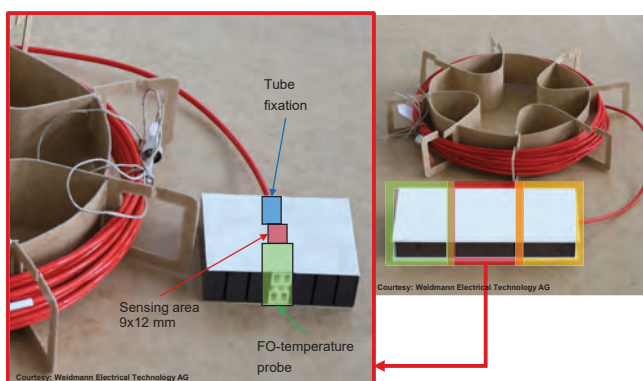
- Clamping pressure creates strain at one grating of the fiber
- Wavelength change of reflected light is proportional to the strain
- Second grating is used for temperature measurement and compensation
- Bottom and cover plates are used to adjust the height according to the other spacers



9 WEIDMANN

CLAMPING FORCE SENSOR GEN 3

SENSOR FABRICATION



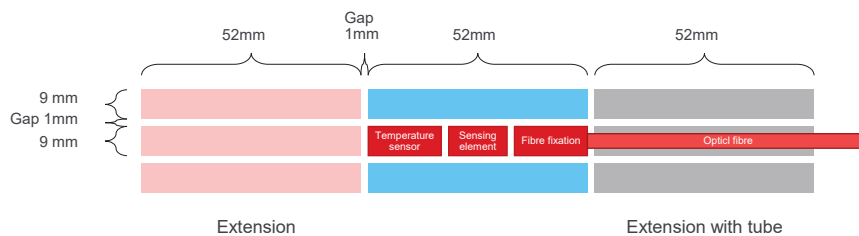
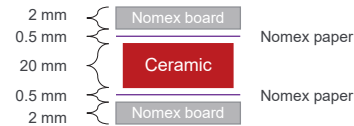
- Sensor size 165x75 mm
- Sensing element in middle of sensor
- Nominal load $\leq 10 \frac{N}{mm^2}$
- Break load $\geq 35 \frac{N}{mm^2}$

10 WEIDMANN

SENSOR SPECIFICATION

SENSOR SIZE

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

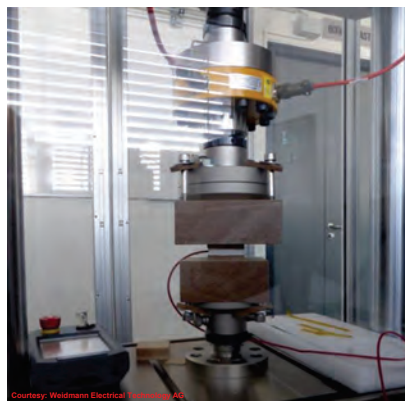


11 WEIDMANN

CLAMPING FORCE SENSOR CALIBRATION AND PD-TEST

Calibration

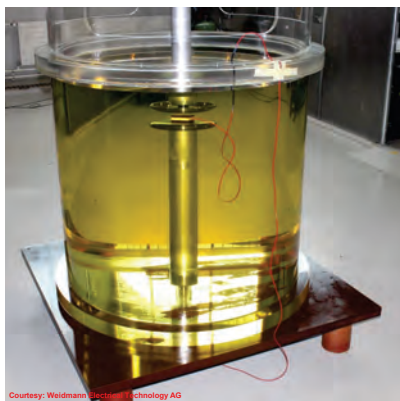
Measuring range: 0...10 N/mm²
Accuracy: $\pm 10\%$
Operating Temperature: -40...140 °C



Courtesy: Weidmann Electrical Technology AG

PD-Tests

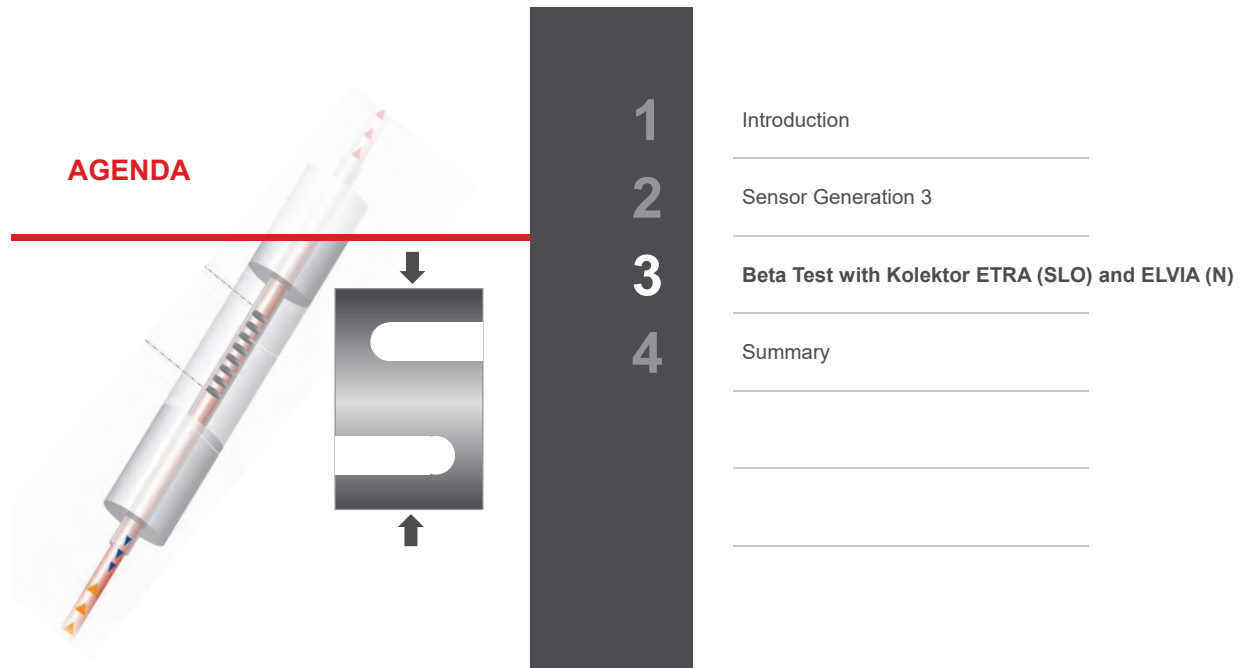
Oil compatibility
Compression : 35 MPa / 5000 psi
AC field strength without PD: > 6 kV/mm



Courtesy: Weidmann Electrical Technology AG

12 WEIDMANN

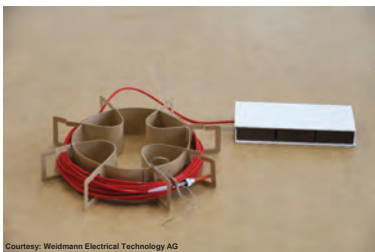
AGENDA



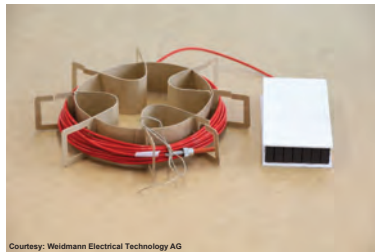
WEIDMANN

BETA TEST WITH KOLEKTOR ETRA (SLO) AND ELVIA (N) BACKGROUND

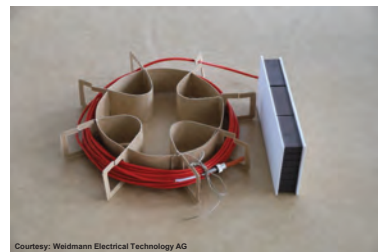
- Parts of the DynaLoad research project
(SINTEF Energy, ELVIA, Kolektor ETRA, Statnett SF, Statkraft SF, EDF, SP Energy Networks, Weidmann Electrical Technology AG, Siemens Energy)
- Substation Rade, near Oslo (NO)
- Two (2) Transformers 40 MVA (3ph), ONAN 132 kV
- Possibility to switch on/off the xfrm (n-1)
- Light industry, urban, rural
- Commissioned in Q4/2020
- Installation of eight (8) x F-sensors at the middle limb of one transformer



Courtesy: Weidmann Electrical Technology AG



Courtesy: Weidmann Electrical Technology AG



Courtesy: Weidmann Electrical Technology AG

14 WEIDMANN

BETA TEST WITH KOLEKTOR ETRA (SLO) AND ELVIA (N) MONITORING OF THE CLAMPING FORCES DURING THE HEAT RUN TEST

WIA – The **W**inding Integrity **A**nalysier

Courtesy: Weidmann Electrical Technology AG

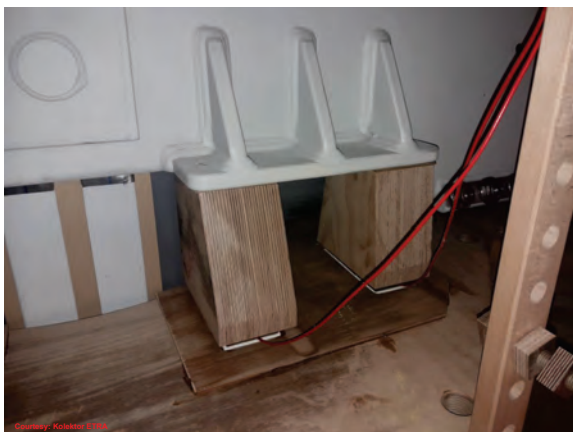
Transformer during Heat Run Test



Courtesy: Kolektor ETRA

15 WEIDMANN

BETA TEST WITH KOLEKTOR ETRA (SLO) AND ELVIA (N) INSTALLATION AT THE MIDDLE LIMB OF THE TRANSFORMER



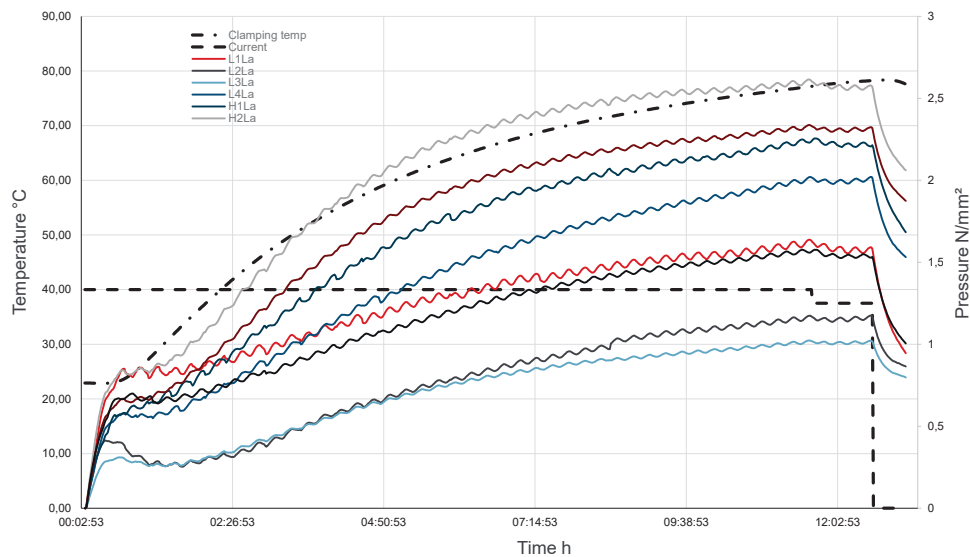
Courtesy: Kolektor ETRA



Courtesy: Kolektor ETRA

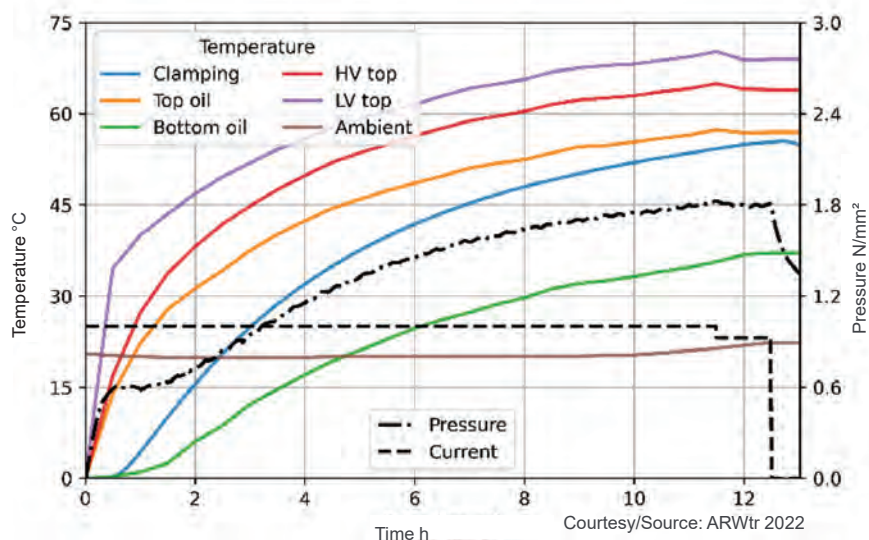
16 WEIDMANN

HEAT RUN TEST CHANGE OF CLAMPING PRESSURE DURING THE TEST

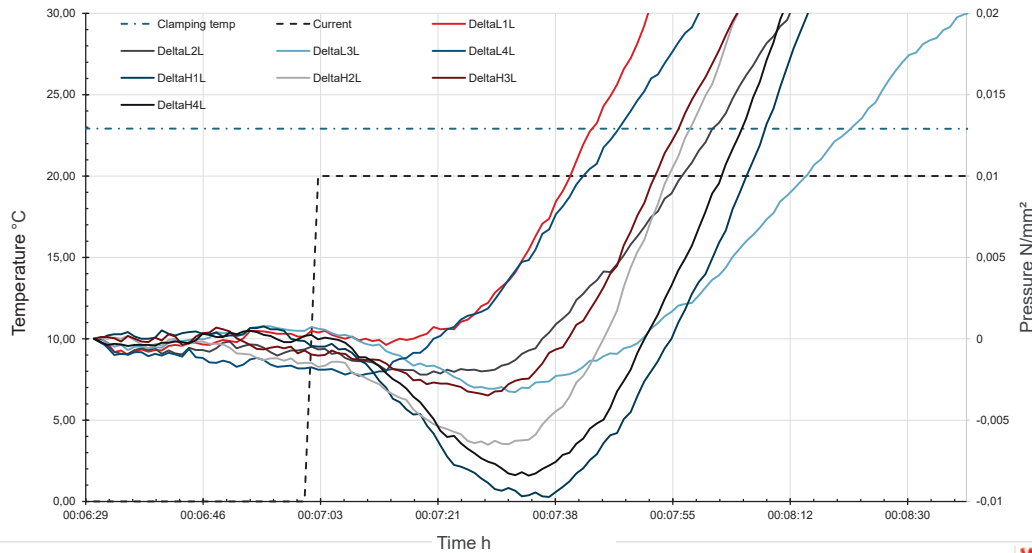


17 WEIDMANN

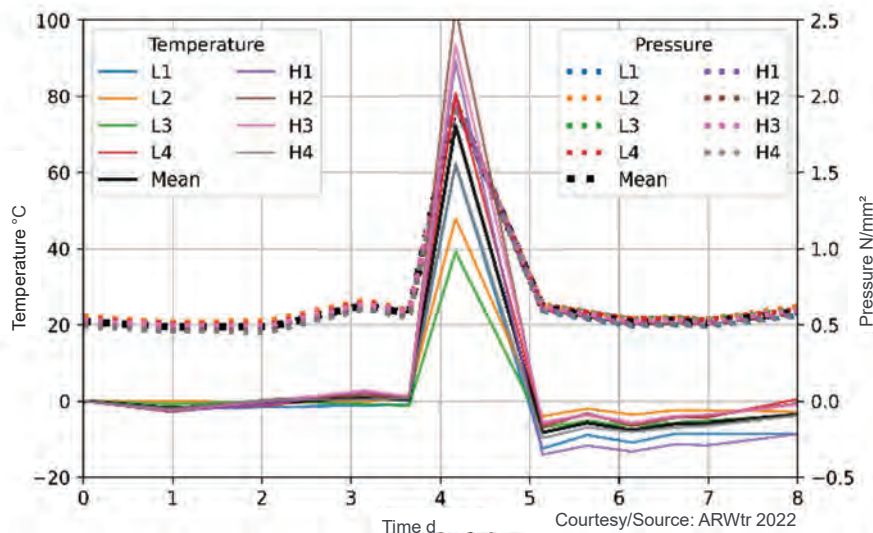
HEAT RUN TEST CHANGE OF CLAMPING PRESSURE DURING THE TEST - CONTINUING



18 WEIDMANN

HEAT RUN TEST**CHANGE OF CLAMPING PRESSURE, FIRST TWO (2) MIN**

19 WEIDMANN

HEAT RUN TEST**CHANGE OF CLAMPING PRESSURE BEFORE, DURING AND AFTER THE TEST**

20 WEIDMANN

AGENDA



1
2
3
4

Introduction

Sensor Generation 3

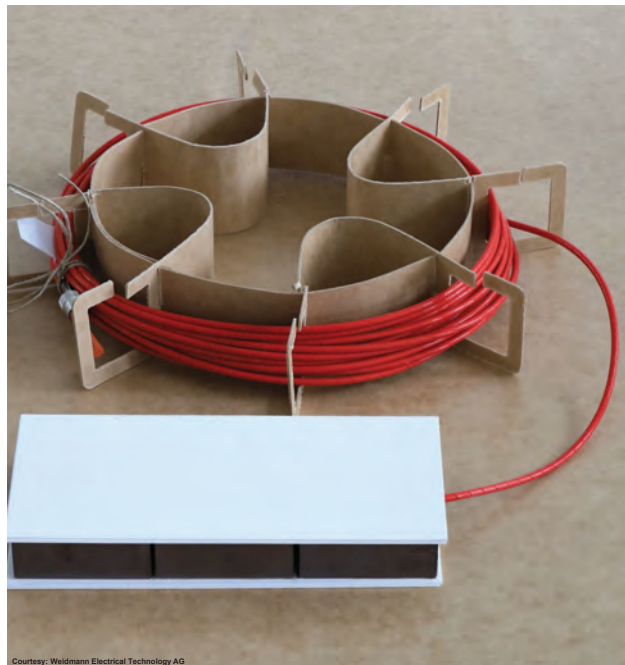
Beta Test with Kolektor ETRA (SLO) and ELVIA (N)

Summary

WEIDMANN

SUMMARY

- Tight clamping of power transformer windings is required to withstand the forces
- Sensors are available for direct measurement of the clamping pressure of individual windings
- The change of the temperature leads to a significant change of the winding pressure
- Even small changes of the clamping pressure can be monitored
- Monitoring of clamping force during service may be used to improve transformer reliability. (However, interpretation of the clamping force records requires expertise and experience)



Courtesy: Weidmann Electrical Technology AG

22 WEIDMANN

Notizen zum Vortrag

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

ERGON
HyVolt
| Dielectric Fluids



Dielektrische Flüssigkeiten – Sie haben die Wahl!

Ein vergleichender Überblick der gängigsten, am Markt erhältlichen Transformatorenöle.

1

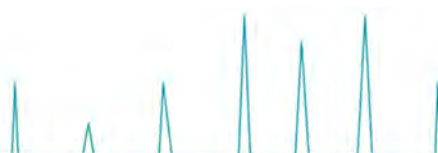
ERGON | **HyVolt**
| Dielectric Fluids

Arten von Dielektrischen Flüssigkeiten

1. Mineralölbasis
 Naphthenisch
 Paraffinisch/Isoparaffinisch
2. Synthetische Ester
3. Natürliche Ester



2



Kernanforderungen an dielektrische Flüssigkeiten

1. Isolieren
2. Kühlen
3. Impregnieren der Papierisolation
4. “Unverwüstlich”



3

Mineral Insulating Oils for Electrical Equipment

IEC 60296 ed.5 / 2020



4

Neuer Nummerncode– Edition 5

Table 1 – Meaning of the Identifying Letter Codes in the Ordering Designation

1 st Letter = Equipment	T – Transformer	S – Switchgear	
2 nd Letter = Declaration	V – Unused (Virgin)	R – Recycled	
3 rd Letter = Type	A – Specification Type A	B – Specification Type B	
4 th Letter = Antioxidant	I - Inhibited	U - Uninhibited	T – Trace Inhibited

EXAMPLE 1: For order for inhibited high grade recycled oil for transformers: **TRAI**.

EXAMPLE 2: For order for uninhibited unused oil for transformers: **TVBU**.

EXAMPLE 3: For order for inhibited high grade unused oil for switchgear: **SVAI**.

EXAMPLE 4: For order for trace inhibited recycled oil for switchgear: **SRBT**.

5

Allgemeine Spezifikationen, Typ A (vollständig inhibierte Öle mit erhöhter Oxidationsstabilität)

Property	Test method	Limits	
		Transformer oil	Low-temperature switchgear oils
1 – Function			
Viscosity at 40 °C	ISO 3104 a or ASTM D7042	Max. 12 mm²/s	Max. 3,5 mm²/s
Viscosity at –30 °C ^b	ISO 3104 a or ASTM D7042	Max. 1800 mm²/s	–
Viscosity at –40 °C ^c	IEC 61868	–	Max. 400 mm²/s
Pour point	ISO 3016	Max. – 40 °C	Max. – 60 °C
Water content	IEC 60814	Max. 30 mg/kg ^d / 40 mg/kg ^e	
Breakdown voltage	IEC 60156	Min. 30 kV / 70 kV ^f	
Density at 20 °C	ISO 12185 a or ISO 3675 or ASTM D7042	Max. 895 kg/m³	
DDF at 90 °C	IEC 60247 a or IEC 61620	Max. 0.005	

6

Allgemeine Spezifikationen, Typ A (vollständig inhibierte Öle mit erhöhter Oxidationsstabilität)

2 – Refining / stability

Colour	ISO 2049	L0,5 (less than 0,5)
Appearance	—	Clear, free from sediment and suspended matter
Acidity	IEC 62021-2 a or IEC 62021-1	Max. 0,01 mg KOH/g
Interfacial tension	IEC 62961 a or ASTM D971	Min. 43 mN/m
Total sulphur content	ISO 14596 a or ISO 8754	Max. 0,05 %
Corrosive sulphur	DIN 51353	Not corrosive
Potentially corrosive sulphur	IEC 62535	Not corrosive
DBDS	IEC 62697-1	Not detectable (< 5 mg/kg)
Inhibitors of IEC 60666	IEC 60666	(I) Inhibited oil: 0,08 % to 0,40 %
Metal passivator additives of IEC 60666	IEC 60666	Not detectable (< 5 mg/kg), or as agreed upon with the purchaser
Other additives		See ⁹
2-furfural and related compounds content	IEC 61198	Not detectable (< 0,05 mg/kg) for each individual compound
Stray gassing under thermo-oxidative stress	Procedure oil saturated with air in the presence of copper	Non stray gassing: < 50 µl/l of hydrogen (H ₂) and < 50 µl/l methane (CH ₄) and < 50 µl/l ethane (C ₂ H ₆)

7

Allgemeine Spezifikationen, Typ A (vollständig inhibierte Öle mit erhöhter Oxidationsstabilität)

3 – Performance

Oxidation stability	IEC 61125: Test duration (I) Inhibited oil: 500 h	For oils with other antioxidant additives and metal passivator additives
– Total acidity ^h	4.8.4 of IEC 61125:2018	Max. 0,3 mg KOH/g
– Sludge ^h	4.8.1 of IEC 61125:2018	Max. 0,05 %
– DDF at 90 °C ^h	4.8.5 of IEC 61125:2018	Max. 0,050

4 – Health, safety and environment (HSE) ⁱ

Flash point	ISO 2719	Min. 135 °C	Min. 100 °C
PCA content ^j	IP 346	< 3 %	
PCB content	IEC 61619	Not detectable (< 2 mg/kg)	

8

Eigenschaften des Öls/ Kapitel 4

4.1 Allgemein

Eigenschaften siehe Tabellen 2,3,4

4.2 Funktionsmerkmale

Wirken sich auf Isolierung und Wärmeübertragungseigenschaften aus

4.3 Produktion and Stabilität

Qualität und Art der Raffination, Additive

4.4 Leistungsfähigkeit

Langzeitverhalten des Öls während der Einsatzzeit und/ oder das Verhalten in Bezug auf elektrische und thermische Beanspruchung

4.5 Gesundheit, Sicherheit und Umwelt

Sichere Handhabung und Umweltschutz

9

4.2 Funktionsmerkmale

Geringe Viskosität

Besserer Wärmeübergang, geringere Verluste

Dichte

Wärmeübergang

Tiefer Stockpunkt

Besseres Tieftemperaturverhalten

Durchschlagspannung

Dielektrische Eigenschaften

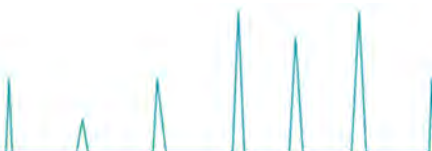
Geringer Wassergehalt (ppm!)

Bessere dielektrische Eigenschaften, verlängerte Papierlebensdauer

DDF (Dielektrischer Verlustfaktor, tg delta)

Geringere Verluste

10



Viskosität

	Naphth. TO	Isoparaff. TO	Synth. E	Nat. E
Viscosity at 0 °C	40 - 60	53	200-250	180 - 210
Viscosity at 40 °C	9,5	9,2	28,1	33
Viscosity at 100 °C	2 – 3	2,8	4 – 6	7 – 9

Je höher die Viskosität, desto höher die Oxidation des Öls.
 Je geringer die Viskosität, desto besser der Wärmeübergang..
 Je geringer die Viskosität, desto kürzer ist die Impregnationszeit und "Tiefe".

11

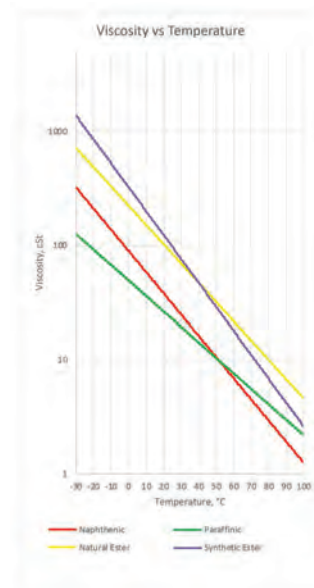
Viskosität / Viskositätsindex

Öle mit geringem VI sind bei höheren Temperaturen dünnflüssiger

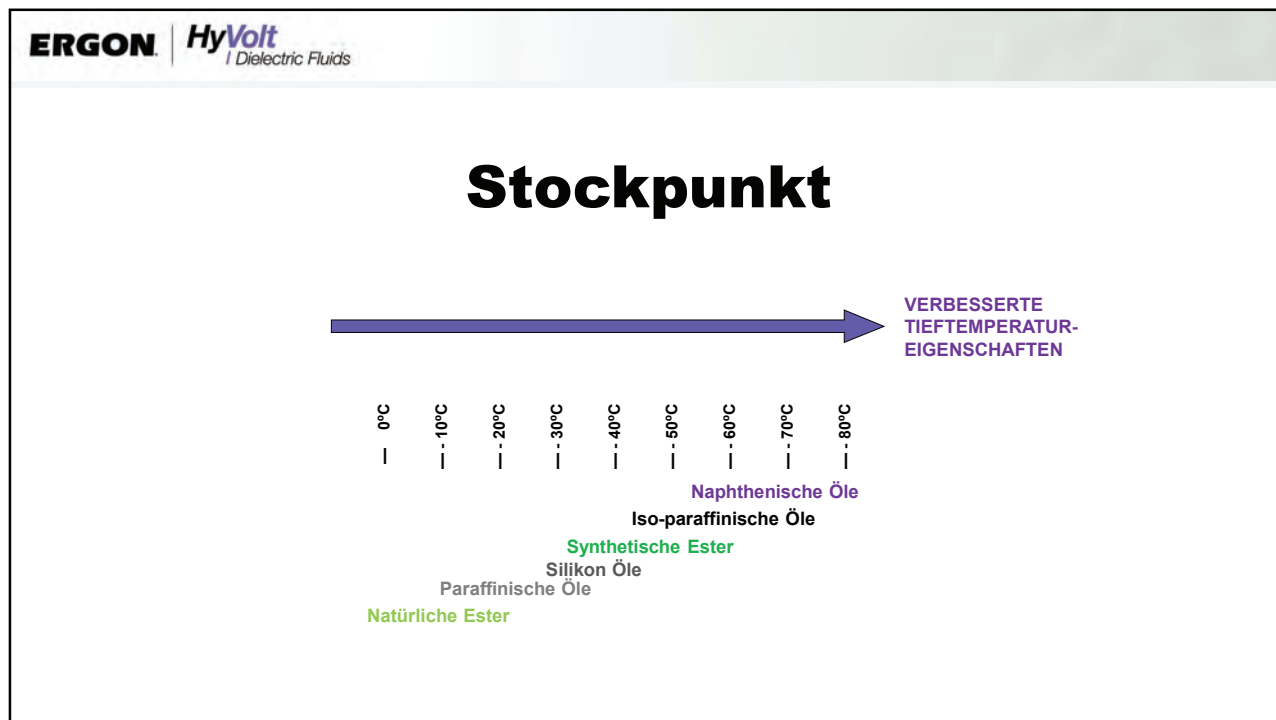
Betriebstemperatur normalerweise zwischen 40-80°C

Öle mit geringem VI sorgen für verbesserte Kühleigenschaften bei höheren Temperaturen

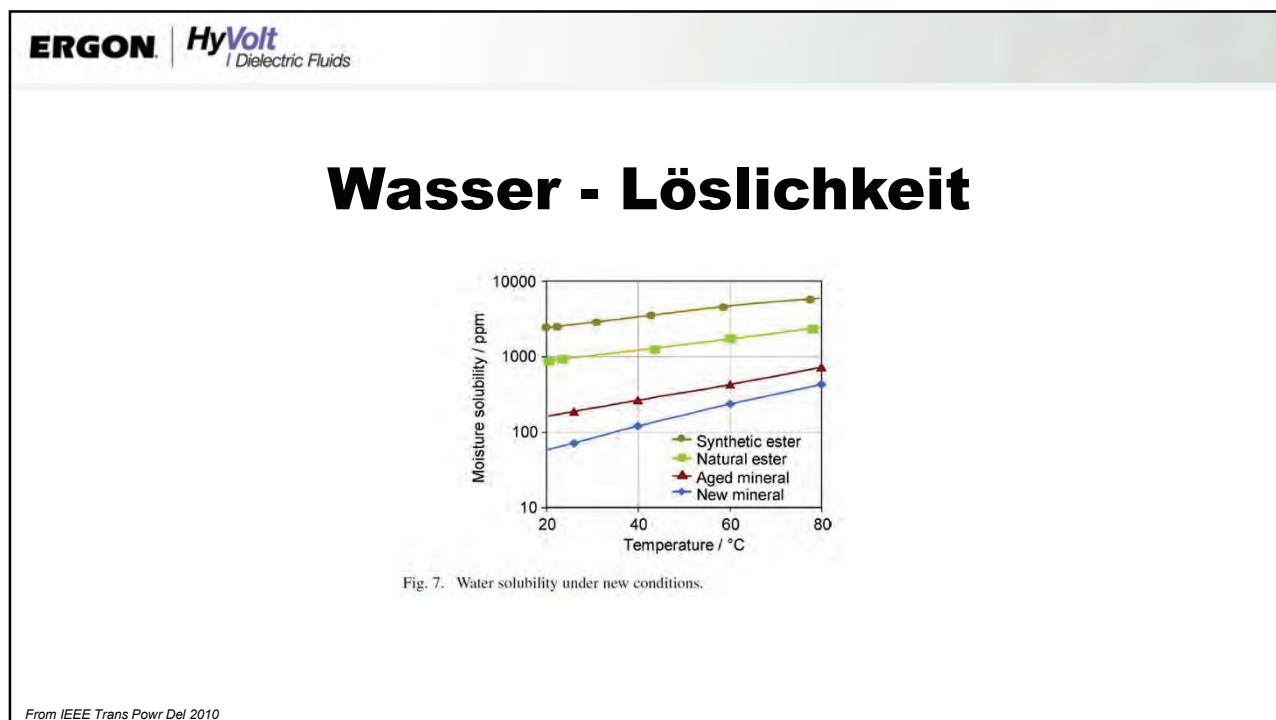
Naphthenische Öle haben einen geringeren VI im Vergleich zu iso/ paraffinischen



12

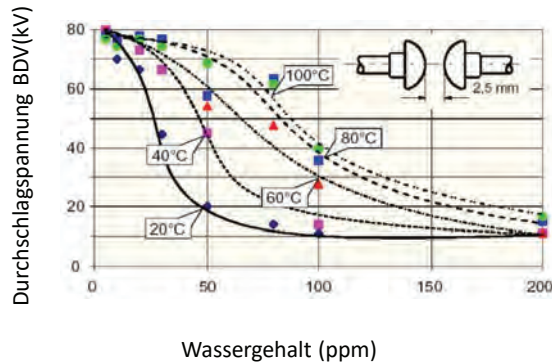


13



14

Durchschlagsspannung (BDV)



15

4.3 Produktion und Stabilität

Farbe, Aussehen

Säurezahl

Grenzflächenspannung

Neuöl: Indikator für die "Tiefe" der Raffination
Gebrauchtöl: Indikator für die Ölalterung

Schwefel, Korrosiver Schwefel, Potentiell Korrosiver Schwefel

Additive

Inhibitoren, (Metall) Passivatoren, Reduktion
Stockpunkt,

Furfural Gehalt

Gebrauchtöl: Indikator für die Ölalterung

Stray Gassing

Neuöl: Indikator für die Ölqualität
Gebrauchtöl: Indikator für eventuell auftretende Schäden im Transformator

16

ERGON | HyVolt
Dielectric Fluids

Am Beginn steht das Rohöl.....

Rohöl

Kohlenwasserstoffe

Andere Elemente

Langkettige Moleküle aus Wasserstoff in Verbindung mit Kohlenstoff

Stickstoff • Schwefel • Sauerstoff • Sonstige

PARAFFINIC

Normal Paraffin (Hexa) Isoparaffin

NAPHTHENIC

Cycloparaffin (Naphthalen)

AROMATIC

Monocyclic Dicyclic Polycyclic

PARAFFINISCH

Rohöl mit beträchtlichem Anteil an paraffinischen Molekülen. Paraffinische Bestandteile haben einen relative hohen Stockpunkt.

- Gute Oxidationsstabilität
- Gute Farbstabilität
- Geringe Löslichkeit (für Schlämme)
- Hoher Wachsanteil/ hohen Stockpunkt
- Hoher Viskositätsindex

NAPHTHENISCH

Rohöl enthält wenig bis gar kein n-Paraffin (Wachs). Naphthenische Öle haben einen geringeren Stockpunkt, bessere Viskositätsseigenschaften, bessere Löslichkeitseigenschaften und daher geringere Ablagerungen auf der Feststoffisolation und Ölkänen. Verstopfte Ölkäne reduzieren die Kühlung des Transformators..

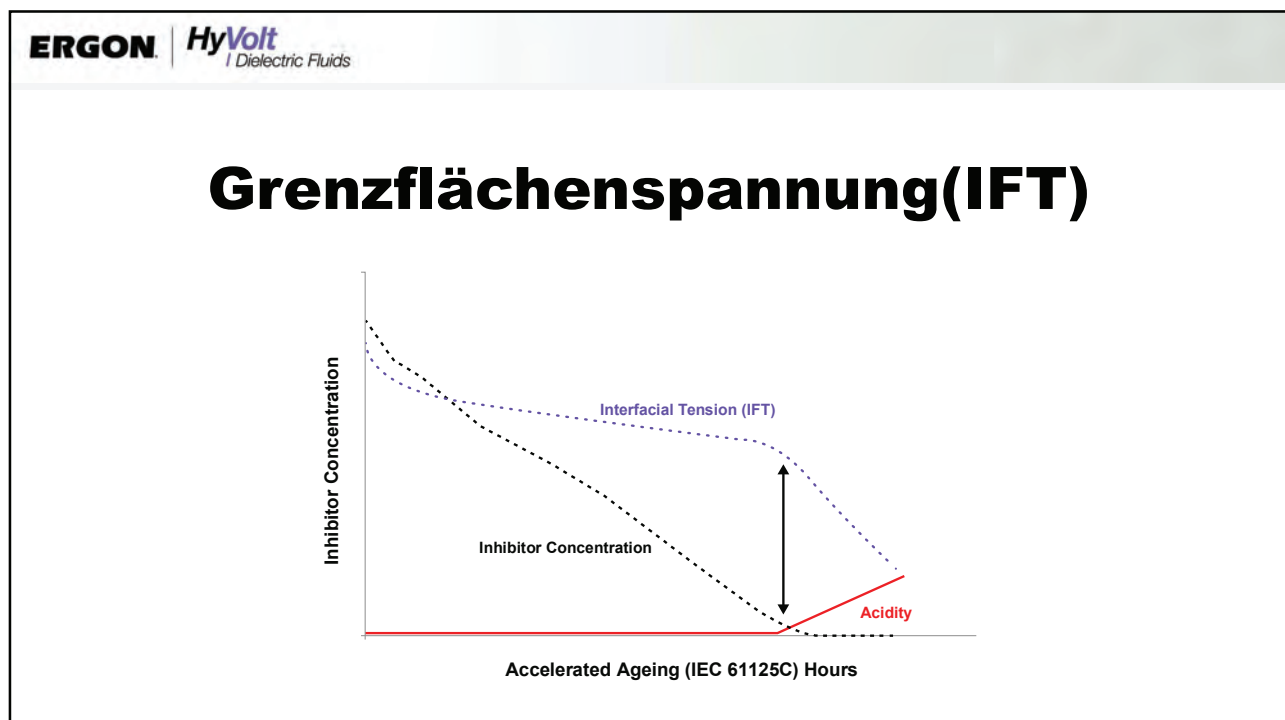
Geringer/ kein Wachsanteil/ tiefer Stockpunkt/ verbesserte Kühlung

Ausgezeichnete Löslichkeit

Ausgezeichnete Material- (Komponenten-) Verträglichkeit

Niedriger Viskositätsindex

17



18

4.4 Leistungsfähigkeit

Oxidationsstabilität, IEC 61125

Gesamt Säurezahl, mg KOH/g

Schlamm, w- %

Grenzflächenspannung bei 90°C



19

Oxidationsstabilität

Material	Standard	Max Antioxidant Concentration	Oxidation Stability
Natural Esters	IEC 62770	5%	48h
Natural Esters	ASTM D6871	Any	None
Synthetic Esters	IEC 61099	Any	164h
Mineral Oils	ASTM D3487 Type I	0.08%	164h
Mineral Oils	ASTM D3487 Type II	0.3%	164h
Mineral Oils	IEC 60296 Type B (U)	0%	164h
Mineral Oils	IEC 60296 Type B (T)	0.08%	332h
Mineral Oils	IEC 60296 Type B (I)	0.4%	500h
Mineral Oils	IEC 60296 Type A	0.4%	500h

20

4.5 Gesundheit, Sicherheit, Umwelt

Flammpunkt, PM – Geschlossener Tiegel

PCA (Polyzyklische Aromaten)
So gering wie möglich

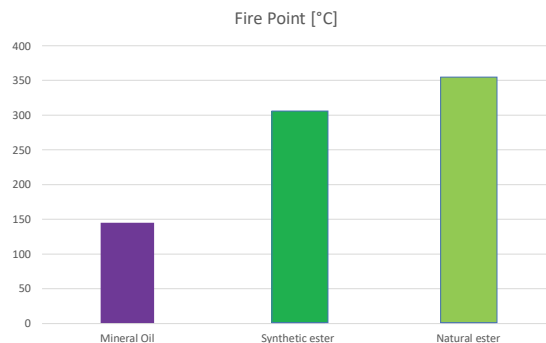
PCB (Polychlorierte Biphenyle)
Nicht nachweisbar



21

Flammpunkt

Hauptvorteil der Ester- basierten Flüssigkeiten ist der hohe Flammpunkt!



22



23

ERGON

HyVolt
Dielectric Fluids

Transformer Ester – Type T1

This type of ester is prepared from a polyhydric alcohol (polyol) and a mixture of monocarboxylic acids with suitable stabilizing additives as required to meet the properties specified below

Property	Test method	Permissible values
Physical		
Colour	ISO 2211	Max. 200 Hazen
Appearance	Visual	Clear, free from water and suspended matter and sediment
Density at 20 °C (g/cm ³)	ISO 3679 or ISO 12185	Max. 1.000
Kinematic viscosity at -40 °C (mm ² /s) at -30 °C (mm ² /s)	ISO 3104	Max. 35 Max. 2.000
Flash point (°C)	ISO 2719	Min. 230
Fire point (°C)	ISO 2592	Min. 300
Pour point (°C)	ISO 3018	Max. -45
Chemical		
Water content (mg/kg)	IEC 60814	Max. 200*
Acidity (mg KOH/g)	IEC 60261-1 or IEC 60261-2	Max. 0.03
Oxidation stability ¹	IEC 61125, Method C	
Test duration 184 h		
Total acidity (mg KOH/g)		Max. 0.3
Total sludge (% mass)		Max. 0.01
Electrical		
Breakdown voltage (kV)	IEC 60156	Min. 40* (See Clause 8)
Dielectric dissipation factor, tan δ at 50 °C and 60 Hz	IEC 60247 or IEC 61820	Max. 0.0001*
DC resistivity at 90 °C (GΩ · m)	IEC 60247	Min. 2

* For untreated liquid, as received.

¹ Oxidation stability (IEC 61125, Method C) is an optional extra test. No requirement in this standard.

² For frequencies f (Hz) in the range of 49 Hz to 47.5 kHz, convert values as follows:
 $\tan \delta (f) [\text{Hz}] = \frac{f (Hz)}{50} \cdot \tan \delta (50 \text{ Hz})$

24

ERGON | **HyVolt**
Dielectric Fluids

Unused Natural Esters for Transformers and Similar Electrical Equipment

IEC 62770 ed.1 / 2013



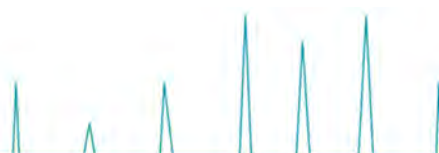
25

ERGON | **HyVolt**
Dielectric Fluids

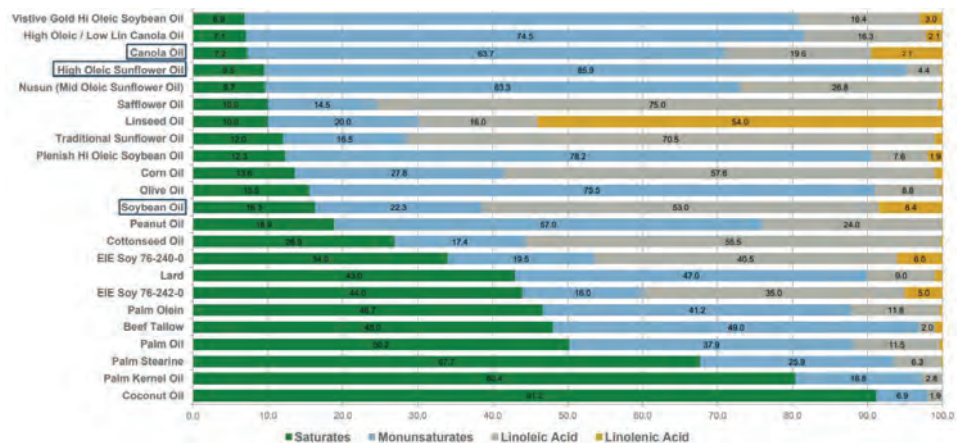
Table 1 – General specifications

Property	Test method	Limits
Physical		
Appearance		Clear, free from sediment and suspended matter
Viscosity at 100 °C	ISO 3104	Max. 15 mm ² ·s ⁻¹
Viscosity at 40 °C	ISO 3104	Max. 50 mm ² ·s ⁻¹ ←
Pour point	ISO 3016	Max. -10 °C ←
Water content	IEC 60814	Max. 200 mg·kg ⁻¹
Density at 20 °C	ISO 3675 or ISO 12185	Max. 1 000 kg·m ⁻³
Electrical		
Breakdown voltage	IEC 60156 (2,5 mm gap)	Min. 35 kV ^a
Dissipation factor (tan δ) 90 °C	IEC 60247	Max. 0,05

26



Sojabohnen, Raps, Sonnenblumen



27

Wesentliche Vorteile beim Einsatz von naphthenischen Mineralölen

Lange Historie

In der Produktion und im Gebrauch
Informationsträger

Große Anzahl an Lieferanten

Liefersicherheit

Problemlose Handhabung und Lagerung

Kostengünstig



28

Wesentliche Vorteile beim Einsatz von synthetischen Estern

Erhöhte Brandsicherheit durch hohen Flammpunkt

Tiefer Stockpunkt

Lange Lebensdauer (Oxidationsstabilität)



29

Wesentliche Vorteile beim Einsatz von natürlichen Estern

Erhöhte Brandsicherheit durch hohen Flammpunkt

Einsatz in sensibler Umwelt

Nachwachsender Rohstoff



30

Was bringt die Zukunft?

Mineralöl basierende Transformatorenöle werden auch zukünftig die "erste Wahl" darstellen

Isolier- und Kühleigenschaften
Lange Gebrauchsdauer und "2nd life" (und "3rd life")
Preis

Stark vermehrter Einsatz von natürlichen und synthetischen Estern

Aquatische Umgebung
Anwendung in Innenbereich und Transport (Lokomotiven) aufgrund der Brandsicherheit

Silikonöle und andere Flüssigkeiten bleiben weiterhin Randprodukte

Die neue Edition IEC 60296 ed.5 / 2020 inkludiert rezyklierte Öle
2-ter Buchstabe "R", steht für "Recycled oils"



31

Zusammenfassung

Es gibt keine "guten" oder "schlechten" Transformatorenöle, es gibt Transformatorenöle, die für die jeweilige Anwendung besser oder schlechter geeignet sind.

Der Endkunde muss sich über das Anforderungsprofil im Klaren sein und seine Entscheidung entsprechend treffen.

32



ERGON
HyVolt
| Dielectric Fluids

**Sie haben die Wahl,
Wir haben die Lösung!**

ergonnsa.com
North & South America 601-933-3000

Ergoninternational.com
EMEA +32 2 351 23 75
Asia +65 68081547

33

Notizen zum Vortrag

[illegible]



Nachhaltigkeit
bei Einsatz von Isolierölen gemäß IEC 60296 in
Leistungstransformatoren

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll

15. Transformer-Life-Management Konferenz
19. & 20. September 2022
The Monarch Hotel, Bad Gögging

Dipl.-Ing. Dirk Flor
Geschäftsführer
Starke & Sohn GmbH

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



- Inhalt

Kurzübersicht Starke & Sohn GmbH

Nachhaltigkeit - was bedeutet das eigentlich und was hat das mit
Isolierölen zu tun?

„Meilensteine“ zur Nachhaltigkeit in der Trafo-Familie
(IEC, Energieerzeuger / Netzbetreiber / OEM's)

Objektiver Review zu unterschiedlichen „nachhaltigen Isolierölen“

Akzeptanz & Ausblick

© Starke & Sohn GmbH, 09/2016

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Kurzübersicht Unternehmen Starke & Sohn GmbH:

- Eigentümer: Manfred Starke
- Mitarbeiter: 35
- Umsatz: > 10 Mio €
- Betriebsstätten: Niebüll, Aue & Hannover
- Produkte / Märkte: naphthenische Basis- & Trafoöle / EMEA
- Kernkompetenz: selektive Adsorption / Re-Raffination
- Rohstoffe: gebrauchte Transformatorenöle
- Zertifikate & Genehmigungen: ISO 9001, ISO 45001, EFB*, WHG
- unsere Leidenschaft: spezialisierte Mineralölverarbeitung & Dienstleistungserbringung für die Energiewirtschaft

(* & genehmigte Altölaufbereitungsanlage nach BImSchG & Entsorgungsbetrieb nach KrWG & Fachbetrieb nach WHG & regelmäßige, anstandslos vom LLUR überwachte Anlage nach § 3 der 4. BImSchV)

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Technische Ausstattung :

- 20.000 t/a Re-Raffinationskapazität
 - 14.000 t/a naphthenisches Basisöl
 - 6.000 t/a Transformatorenöl
- > 3.000 t Lagerkapazität
- bulk & gepackte Ware



© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH

MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Technische Ausstattung:

- speziell ausgerüstete Logistik - 7 TKW für Input- & Output-Ströme



- 3 Mobile-Regenerations-Anlagen für Serviceleistungen gem. IEC 60422



© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH

MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Technische Ausstattung :

- sehr gut ausgestattete Analytik (incl. GC, IR, RFA, HPLC)



- eigenes engineering know how (MSR- & MRA-Technology)
- Eigentum für weitere Kapazitätserweiterungen (in Produktion & Lagerung)



© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Produktionsweg - durchgängige Prozesskontrolle:

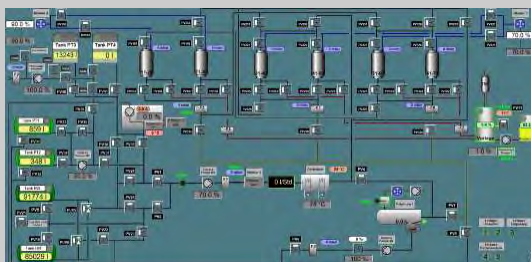
...für jeden Reaktor, jede Charge...



...beigleitende Analytik...



...zentrales Onlinemonitoring und Kontrolle.



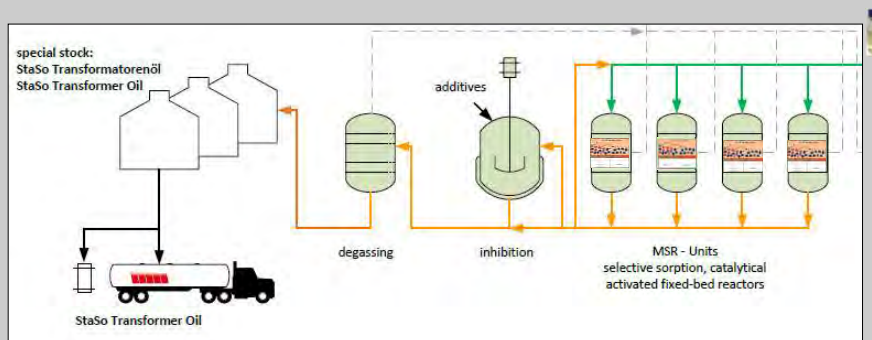
© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll

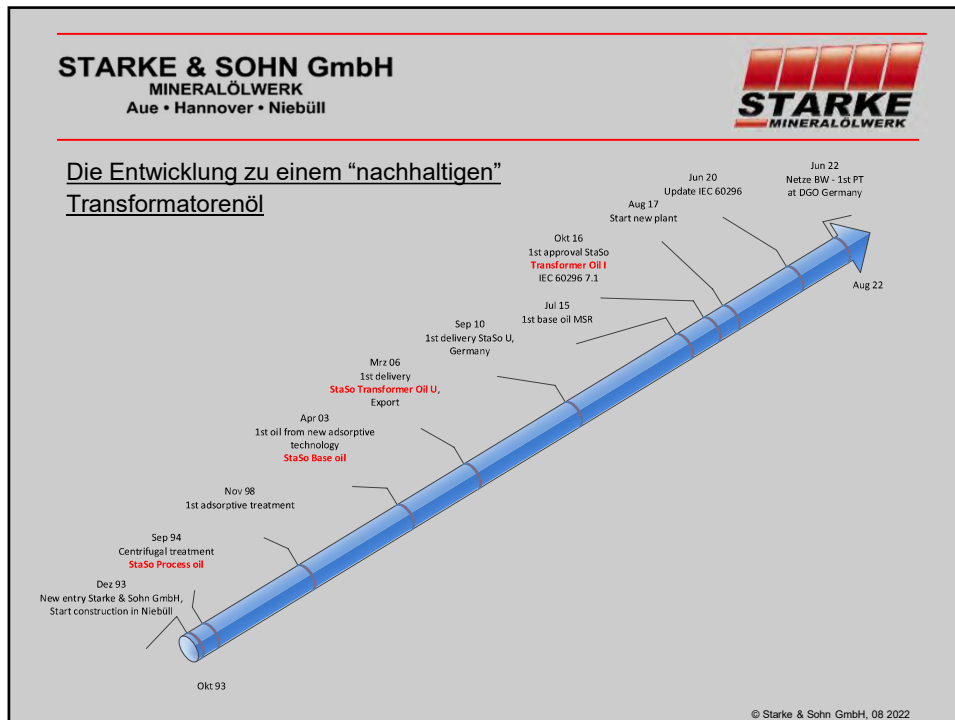


Prozess - MSR-Technologie: Mehrfach - Selektiv - Raffination

- StaSo Grundöle MSR = Basis für StaSo Transformatorenöl
(acc. IEC 60296, Typ A)



© Starke & Sohn GmbH, 08 2022



STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll

STARKE
MINERALÖLWERK

Nachhaltigkeit - Definition: was bedeutet das eigentlich?

- „Nachhaltigkeit ist ein Handlungsprinzip zur Ressourcen-Nutzung, bei dem eine dauerhafte Bedürfnisbefriedigung durch die Bewahrung der natürlichen Regenerationsfähigkeit der beteiligten Systeme (vor allem von Lebewesen und Ökosystemen) gewährleistet werden soll.“
Quelle: <https://de.wikipedia.org/wiki/Nachhaltigkeit>
- „Prinzip, nach dem nicht mehr verbraucht werden darf, als jeweils nachwachsen, sich regenerieren, künftig wieder bereitgestellt werden kann“
Quelle: <https://www.duden.de/rechtschreibung/Nachhaltigkeit>
- „Bei der Betrachtung weiterer Definitionsansätze können ... weitere Überschneidungen festgestellt werden. Am häufigsten fällt dabei auf, dass:
 - Nachhaltigkeit stets auf die Gegenwart und Zukunft ausgerichtet ist und somit ein zeitlicher Bezug gegeben ist.
 - Ressourcen, materielle/immaterielle Güter, ökonomische/ökologische Einheiten etc., geschützt werden sollen, insbesondere wenn diese nicht erneuerbar sind.
 - der Fortbestand eines Bezugsobjektes kurz- und langfristig sichergestellt werden soll.“
Quelle: https://www.nachhaltigkeit.info/artikel/definitionen_1302.htm

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Nachhaltigkeitsziel - was sagt der RNE (Rat für Nachhaltige Entwicklung)?



Rat für NACHHALTIGE Entwicklung

Ressourcenschonung und Kreislaufwirtschaft

Der absolute Rohstoffverbrauch in Industrieländern ist angesichts der ökologischen Belastungsgrenzen zu hoch. Für nachhaltige Produktions- und Konsummuster zu sorgen und den Ressourcenbedarf stark zu verringern, ist daher eines der globalen Nachhaltigkeitsziele. Kreislaufwirtschaft ist eine Möglichkeit, um das Wachstum vom Verbrauch nicht erneuerbarer Rohstoffe zu entkoppeln.

Quelle:
<https://www.nachhaltigkeitsrat.de/nachhaltige-entwicklung/ressourcenschonung-und-kreislaufwirtschaft/>

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Nachhaltigkeit - Altölrecycling - Grundsätzliches - Studie ex IFEU

*„Zusammenfassend führt die Aufbereitung von Altöl zur Rückgewinnung von Grundölen zu einer deutlichen Ressourcenschonung und Entlastung der Umwelt.“ **

Diese Studie unterstreicht die Ergebnisse aus dem Jahr 2005 und ergänzt die vorherigen Schlussfolgerungen, indem sie feststellt, dass eine fortschrittliche Aufbereitungstechnologie der bevorzugte Weg sein sollte, um Altöl so lange wie möglich als hochwertiges Material in der Kreislaufwirtschaft zu halten.

Kurz gesagt:
Dieser LCA unterstützt die höhere Rangordnung der Reraffination gegenüber der energetischen Verwertung gemäß der von der EU-Politik geforderten Abfallhierarchie.“



ifeu
INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG

Updating the study
Ecological and energetic assessment of re-refining waste oils to base oils
Substitution of primarily produced base oils including semi-synthetic and synthetic compounds

* Quelle:
Updating the study Ecological and energetic assessment of re-refining waste oils to base oils,
ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Nabil Abdalla, Horst Fehrenbach, 2017, übersetzt mit google,
https://bva-altoilrecycling.de/files/uploads/2017/10/eeokobalanz_ifeu_2017.pdf

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Nachhaltigkeit - in Bezug auf den Einsatz von recyceltem Isolieröl in Trafos?

- Ist ein Einsatz „...stets auf die Gegenwart und Zukunft ausgerichtet...“ * ?
 - Ist also ein aktueller und bedenkenloser Einsatz möglich?
 - Ist die Leistungsfähigkeit & Performance auch in der Zukunft möglich, d.h. auch über die Lebensdauer des Transformators?
- Können durch den Einsatz „...nicht erneuerbare Ressourcen...geschützt werden...“ * ?
 - Z.B. die durchaus endlichen Erdöl- und Gasvorkommen bzw. Ressourcen?
 - Sind landwirtschaftliche Flächen zum Anbau nativer Rohstoffe, die in technischen Produkten eingesetzt werden, erneuerbar und/oder begrenzt und können auch diese geschützt werden?
- Kann der Einsatz, d.h. „...kann der Fortbestand eines Bezugsobjektes kurz- und langfristig sichergestellt werden ...“ * ?
 - Gibt es genug recyceltes Isolieröl?
 - Kann recyceltes Isolieröl quasi „unendlich“ recycelt werden?

* Quelle: <https://www.nachhaltigkeitsrat.de/nachhaltige-entwicklung/ressourcenschonung-und-kreislaufwirtschaft/>

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



“Meilenstein“ - Nachhaltigkeit - Isolieröl in Leistungstrafos - neue IEC 60296

IEC 60296:2020 Typ A – voll inhibiertes “high grade” Isolieröl

Die International Electrotechnical Commission (IEC) hat im Juni 2020 eine überarbeitete Version der Norm für „Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen – Isolieröle auf Mineralölbasis für Transformatoren und Schaltgeräte“ herausgegeben: die IEC 60296:2020

Ein Novum der neuen IEC 60296:2020 ist der Fokus auf die Spezifikation von technischen Qualitäts- und Leistungsparametern von Isolierölen.

Die originäre Herkunft der Ölmoleküle (Rohöl, Gas oder Gebrauchtöl) spielt hinsichtlich der Spezifikation, Klassifizierung und Leistungsfähigkeit keinerlei Rolle mehr.

Mit dieser Norm wird zweifelsohne ein äußerst positiver und innovativer Meilenstein innerhalb der „konservativen Trafo-Familie“ gesetzt, und wir sind unsererseits stolz, dass unser Haus im Technischen Arbeitsausschuss MT 38 an der Überarbeitung der Norm mitwirken durfte.

Quelle: Kundeninfo StaSo I - neue IEC 60296 - GF_PM final - 12 2020.pdf

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
 MINERALÖLWERK
 Aue • Hannover • Niebüll

“Meilenstein” - Nachhaltigkeit - Energieerzeuger in DE / 600 MVA Reservetrafo

600 MVA Maschinentrafo: bereits in 08 2016 befüllt mit 84 t StaSo Transformatorenöl I bei der heutigen Lausitz Energie Bergbau AG (ehemals Vattenfall AG) - der erste Großtrafo seiner Art in DE - leider nur in Reserve -



Quelle: Trafodaten: Michael Lukas, LEAG, Prüfergebnisse: StaSo LAB-ID 66670

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
 MINERALÖLWERK
 Aue • Hannover • Niebüll

“Meilenstein” - Nachhaltigkeit - Energieerzeuger in DE / 600 MVA Reservetrafo

600 MVA Maschinentrafos der Reserve befüllt mit 84 t bei der heutigen Lausitz Energie Bergbau AG mit StaSo Transformatorenöl I in 08 2016

- große VDE-Analyse in 03 2022 ergibt einwandfreie Werte
- die Leistungsfähigkeit & Performance des Öles ist nach 6 Jahren „Lagerung“ erwartungsgemäß & einwandfrei gegeben

Entnahmedatum	15.03.2022	Standort	KW Jämschwalde
Eingangsdatum	22.03.2022	Geräteart	Transformator
Prüfdatum	22.03.2022	Fabriknummer	642158
Entnahmetemperatur	8 °C	Typ	TRD
Probenmenge	1,2 Liter	Leistung	600 MVA
Probengefäß	Metall	Übersetzung	205/4 kV
Probennehmer	Buss		

Prüfergebnisse			
Analyseart	Norm	Analysenwert	Einheit
Äußere Beschaffenheit	visuell	Blank, frei von Feststoffen	
Farbe (FZ)	ISO 2049	L0.5	
Dichte bei 20°C	DIN 51757	871	kg/m³
Neutralisationszahl	DIN EN 62021-1	<0,01	mgKOH/g
Durchschlagsspannung	IEC 60156	93,5	kV
Wassergehalt (KF)	DIN EN 60814	1	mg/kg
Dielektrischer Verlustfaktor 90°C	IEC 60247	0,0009	
Grenzflächenspannung	ISO 6296	41,1	mN/m
Antioxidations-Additiv	IEC 60696	0,34	wt-%
Bewertung	Das Isolieröl entspricht in den untersuchten Parametern den Anforderungen der IEC 60422.		
Empfehlung	Fortsetzen des Routine-Prüfintervalls.		

Quelle: Trafodaten: Michael Lukas, LEAG, Prüfergebnisse: StaSo LAB-ID 66670

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



“Meilenstein” - Nachhaltigkeit - Verteilnetzbetreiber NL / internationaler Tender

In 2017/2018 erfolgte erstmals eine internationale Ausschreibung eines Netzbetreiberkonsortiums (Alliander-Group/NL), für Leistungstransformatoren in Kontinentaleuropa, bei der auch der Einsatz von „recyceltem“ Isolieröl in hohem Maße positiv in die Angebotsbewertung der Transformatoren-OEM's Angebot einfluss (evaluation not only related to economical & technical point but 50% evaluation based on CSR (Company Social Responsibility, Sustainability, Circularity))



Quelle:
Alliander Annual Report 2018:
https://2021.jaarverslag.alliander.com/FbContent.ashx?pub_1030/downloads/v190321144050/Alliander_Annual_Report_2018.pdf

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



“Meilenstein” - Nachhaltigkeit - Verteilnetzbetreiber NL / internationaler Tender

- In 2018 erfolgte dann auch der Abschluss langjähriger Lieferkontrakte mit Herstellern von Leistungstransformatoren, die sich auch für die Berücksichtigung von StaSo Transformer Oil I in Ihren Angeboten & im Trafo first fill & service fill entschieden hatten.

„Nachhaltige Vereinbarungen mit Lieferanten sind möglich“

Making sustainable agreements with suppliers is possible

Sustainable agreements with suppliers are possible: we successfully concluded an eight-year agreement for the supply of power transformers, for instance, in which previously used oil is reused. We have also drawn up a plan of approach with the suppliers for working with them in the years ahead on further sustainability improvements to the transformer. The power distribution losses attributable to these new transformers are around 10% lower than those of our existing transformers. Based on the current order volume and the load on the transformers, this translates into an appreciable reduction in CO₂ emissions and a cost saving of €1.2 million over a useful life of 40 years.

Quelle:
Alliander Annual Report 2018:
https://2021.jaarverslag.alliander.com/FbContent.ashx?pub_1030/downloads/v190321144050/Alliander_Annual_Report_2018.pdf

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH

MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



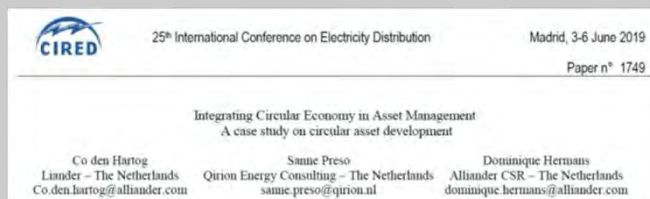
“Meilenstein“ - Nachhaltigkeit - Kreislaufwirtschaft - im Asset Management

„Der Laborelec-LCA vergleicht die Umweltauswirkungen von neuem Mineralöl mit reraffiniertem Öl. Das Ergebnis zeigt, dass die Umweltauswirkungen von reraffiniertem Öl geringer sind als bei neuem Öl...

Es ist jedoch wichtig, dass das reraffinierte Öl innerhalb Europas raffiniert wird...

Die Schlussfolgerung ist, dass es sowohl technisch als auch nachhaltig gerechtfertigt ist, ein reraffiniertes Öl zu verwenden...

*Liander führte 2018 ein reraffiniertes Öl als Pilotprojekt ein. In 2019 wird reraffiniertes Öl der Standard sein....**



* SOURCE:

Integrating Circular Economy in Asset Management A case study on circular asset development.

Co den Hartog (Alliander), Sanne Preso (Qlirion), Dominique Hermans (Liaender), Cired 25th International Conference on Electricity Distribution, Cired, Madrid, 2019, <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/553>

© Starke & Sohn GmbH, 08.2022

STARKE & SOHN GmbH

MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Nachhaltigkeit - Kreislaufwirtschaft - LCA & CO2-Emissionen

StaSo – MSR-Technologie (Mehrfach-Selektiv-Raffination):

Berechnungen (2021), produkt- & produktionsbezogen

	CO ₂ -Emission bei StaSo-Ölen CO ₂ eq t/t	Mittlere CO ₂ -Emission bei Erstraffinaten CO ₂ eq t/t *	CO ₂ -Einsparung on top durch Einsatz von StaSo-Ölen CO ₂ eq t/t	CO ₂ -Einsparung on top plus Grundeinsparung bei Einsatz von StaSo-Ölen CO ₂ eq t/t **
Extern kalkuliert, konservativ, nur auf Basis StaSo I (Trafoöl), 2018:	< 0,35	0,955	> 0,605	> 3,245
Intern, aktualisiert, nur auf Basis StaSo I (Trafoöl), 2021:	0,128	0,955	0,827	3,467
Intern, aktualisiert, auf Basis StaSo SPR, StaSo Grundöl, StaSo MSR, 2021:	0,088	0,955	0,867	3,507
Intern aktualisiert auf Basis StaSo- Gesamtproduktion, 2021:	0,099	0,955	0,856	3,496

* (auf Basis ifeu-Gutachten, 2017).

https://roya.altostrack.ch/ing-de/files/uploaded/2017/10/askofolans_ifen_2017.pdf

*(beachte: durch die stoffliche Verwertung & Re-Raffination von Gebrauchsföten werden im Vergleich zu einer ansonsten durchgeführten Verbrennung grundsätzlich mindestens bereits 2,6 t CO₂ eq pro t Produkt eingespart)

© Starke & Sohn GmbH 08/2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



“Meilenstein” - Nachhaltigkeit - Verteilnetzbetreiber NL / internationaler Tender

- Seit Mitte 2018 wurden bis dato dutzende Leistungstrafo in den Niederlanden im first- und service-fill mit StaSo Transformer Oil I befüllt und problemlos betrieben.

Trafohersteller:



Trafoservice on site:



Trafoöllieferant on site:



Kunde / Betreiber:



Type
20/10kV 20MVA
20/10kV 40MVA
50/10kV 20MVA
50/10kV 30MVA
50/10kV 40MVA
110/10kV 50MVA
110/20kV 80MVA
150/10kV 53MVA
150/20kV 80MVA
150/50/10kV 140MVA



Quelle:
Trafoliste: Qirion, Romy Leich

© Starke & Sohn GmbH, 08.2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Nachhaltigkeit - Netzbetreiber Liander NL / Überwachung & Qualität Isolieröle

- seit der Inbetriebnahme wurden von den Leistungstrafo regelmäßige Ölproben vom Betreiber analysiert, alle Ergebnisse (VDE, DGA) liegen in typischen Bereichen,
- siehe Extrakt unten & auch in Zukunft werden keine „Besonderheiten bei Einsatz recycelter Isolieröle“ erwartet

- Werte für einen 50 KV-Trafo ex: **Qirion**

50kV verformstransformator 2 Edam

Datum	Location	Abkürzung	Installation	Type	Anlassnummer	Belegjahr
20-01-2022	50kV onderstation Edam	EDM	50kV transformatorstation 2 Edam	MR - VV0 250 D - e-ally - TB	63026	2018
20-01-2022	Oil analysis	Analysis	Conclusion			Conditioncode
20-01-2022	Monitor	Stato die monitoring			20-07-2022	9
20-01-2022	Oil analysis	Analysis	Conclusion			Conditioncode
03-02-2022	Monitor	monitoring Stato die	Gesamterstellung normal		03-02-2022	9

- Werte für einen 150 KV-Trafo ex: **Qirion**

150kV verformstransformator 1 Watergraafmeer

Datum	Location	Abkürzung	Installation	Type	Anlassnummer	Belegjahr
20-01-2022	150kV onderstation Watergraafmeer	WGM	150kV transformatorstation 1 Watergraafmeer	MR - VV0H 400 Y 72.5 - TR	F4525	2019
20-01-2022	Oil analysis	Analysis	Conclusion			Conditioncode
20-01-2022	Monitor	Stato die monitoring	Gesamterstellung		20-07-2022	9
20-01-2022	Oil analysis	Analysis	Conclusion			Conditioncode
14-02-2022	Monitor	monitoring Stato die	Gesamterstellung normal		14-02-2022	9

Quelle:
Liste Analysen: Qirion, Mr. van de Kuilen, mail vom 14.07.2022

© Starke & Sohn GmbH, 08.2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Nachhaltigkeit - Qualität recycelter Isolieröle - Analogieschlüsse

- mobile Ölregenerationen führen zu nachhaltig betriebssicheren Ölparametern & -zuständen - stationäre Raffination ist noch effektiver & effizienter

Geräteart	Transformator	Leistung	300 MVA	Ölmenge	47 to
Fabriknummer	11150188	Übersetzung	220 KV	Entnahmestelle	unten
Baujahr	1977	Isolierflüssigkeit	Shell Diala D	Auftragsdauer	17 Tage
Typ	KDOR 325000/220	Fülldatum	01.01.1977	Datum	07.06. - 24.06.2013
Hersteller	Lepper Dominit				

Eigenschaft	Prüfmethode	Start Probe 1	Ende Probe 5		
		25669	24356		
Datum		07.06.2013	05.03.2013	after 9 years (04 2022):	
Farbzahl	ISO 2049	L3,5	L0,5	1,5	after
Reinheit	VDE 0370	blank	blank	klar	> 9 years:
Neutralisationszahl	IEC 62021-1	0,02	<0,01	< 0,01	values
Durchschlagsspannung	IEC 60156	72,1	93,3	79	still better
Verlustfaktor bei 50 Hz	IEC 60247	0,0316	0,0045	0,011	as given limits
Wassergehalt (20°C)	IEC 60814	7	1	2	according
Dichte bei 20°C	DIN 51757	874			to
Brechungszahl	DIN 51423	1,478			IEC 60422
Grenzflächenspannung	ASTM D971	17,7	42,6	31	
Inhibitorgehalt	IEC 60666	<0,02	0,41	0,29	
Ag-Silberstreifentest	DIN 51353	nicht korrosiv	nicht korrosiv		
pot. Korrosiver Schwefel	IEC 62535	nicht korrosiv	nicht korrosiv		
PCB - Gehalt	DIN 12766 -1,2	n.n.	n.n.		

* Grenzwerte nach IEC 60422:2005 (DIN VDE 0370/2:2007-2)

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



“Meilenstein” - Nachhaltigkeit -Verteilnetzbetreiber DE / 40 MVA Leistungstrafo

- 40 MVA Leistungstrafo befüllt mit ca. 20 t StaSo Transformer Oil I bei Koncar in Zagreb und in 06 2022 ausgeliefert an Netze BW GmbH, Umspannwerk Neckarsulm
 - erwartungsgemäß erfolgreicher FAT in Zagreb, inklusive Erwärmungsprüfung
 - der erste Trafo seiner Art im DE-Verteilnetz, initiiert vom Entwicklungsbereich Strom- & Gasnetze & Umwelt/Energiemanagement sowie unterstützt vom Netzentwicklungsmanagement
 - ein weiterer Schritt für Netze BW zu einem nachhaltigen Netzbetreiber



Quelle: <https://www.netze-bw.de/News/75-tonnen-nachhaltigkeit>

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



Nachhaltigkeit - Anmerkungen/Vergleich - Mineralöl - Ester - Reraffinate

"The results from the LCA study showed that from a cradle-to-gate perspective, mineral oil has a lower environmental impact than ester-based transformer oils..."

...The re-refining of used mineral transformer oil further reduces the environmental impact...

...The results from the business case showed that a small scale re-refining facility is financially feasible but highly dependent on the supply and demand of used transformer oil..." *

Unsere "Übersetzung" und Anmerkung:

Das ist nachvollziehbar und wir stimmen dem zu und leiten daraus eine "Nachhaltigkeitshierarchie" für unterschiedliche Isolieröle wie folgt ab:

"Nachhaltigkeitshierarchie" für Isolieröle:

1. Reraffinate

2. Mineralöle

3. Esteröle

* Quelle:

The Sustainability related opportunities and challenges with various transformer insulation fluids and business case on re-refining. Gharib Ali Jalal, Ibrahim & Abdulbasit Abdulaziz, Ali, KTH, School of Chemical Science and Engineering (CHE), 2017 <http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1178578/FULLTEXT01.pdf>

© Starke & Sohn GmbH, 08 2022

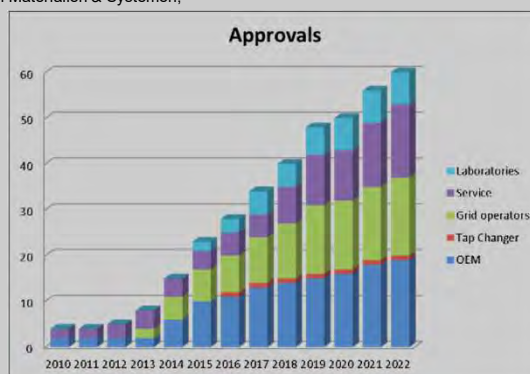
STARKE & SOHN GmbH
MINERALÖLWERK
Aue • Hannover • Niebüll



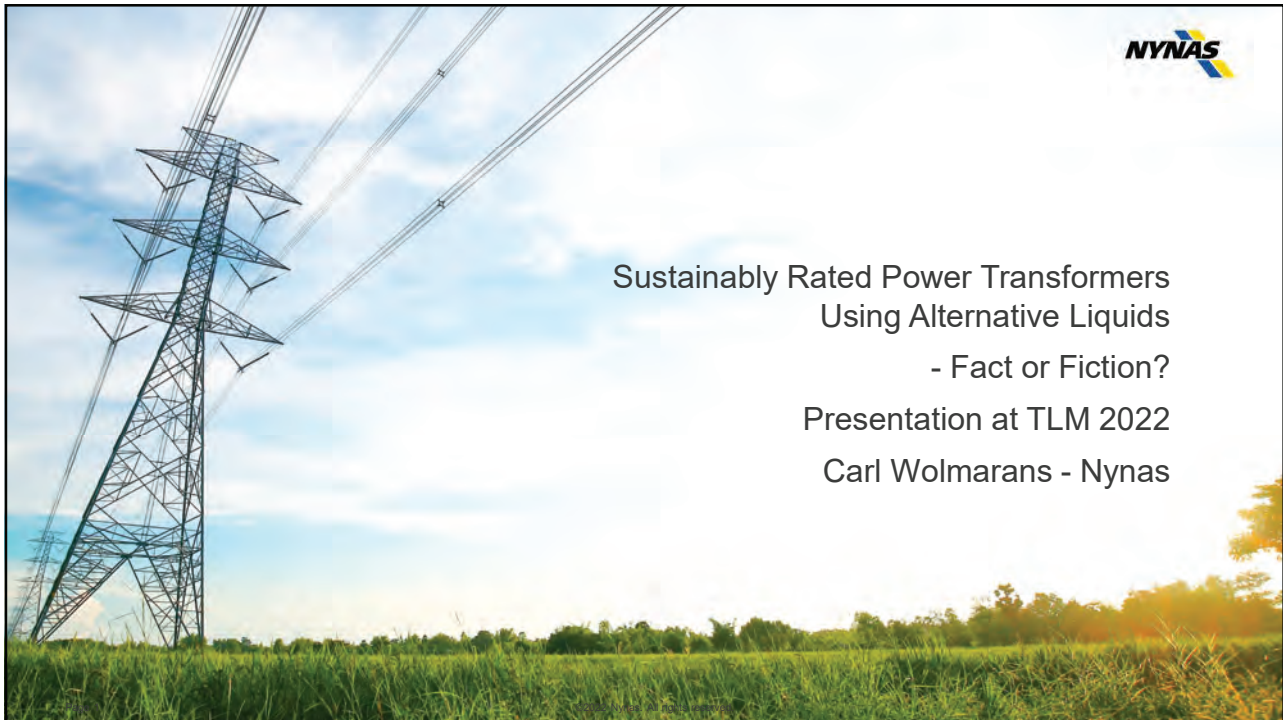
Nachhaltigkeit - Reraffinate - StaSo Transformatorenöl I - steigende Akzeptanz

Die weiter steigende Akzeptanz vom **StaSo Transformatorenöl I** basiert auf einem gestiegenen Bewußsein in der „Trafo-Familie“ in Bezug auf

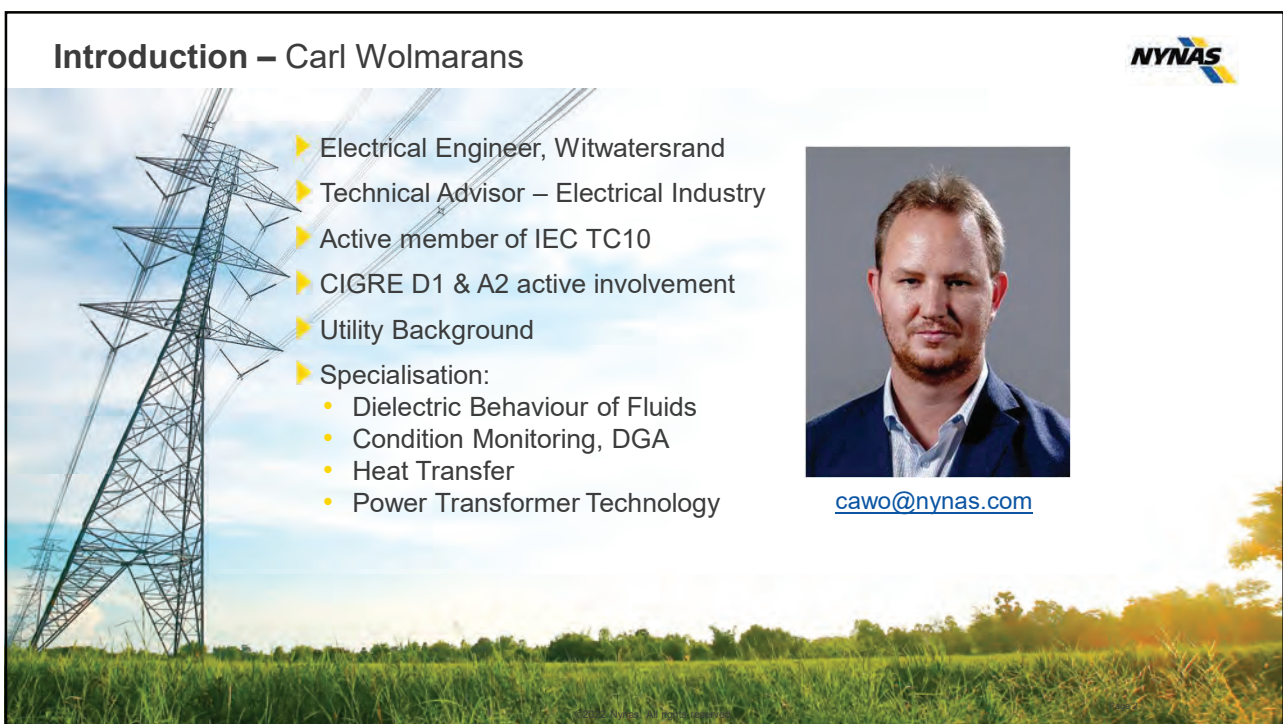
- den ressourcenschonenden Einsatz von Materialien & Systemen,
- einen auf Nachhaltigkeit ausgelegten, wirtschaftlichen Handlungsansatz,
- einer Förderung der Kreislaufwirtschaft,
- und auf den Einsatz ökologisch und ökonomisch wertvoller Alternative.



© Starke & Sohn GmbH, 08 2022



1

The slide features a background image of a high-voltage power line tower in a grassy field under a blue sky. The NYNAS logo is in the top right corner. The text on the slide reads: "Introduction – Carl Wolmarans". To the right of the text is a portrait of Carl Wolmarans, a man with a beard wearing a blue jacket. Below the portrait is the email address cawo@nynas.com. To the left of the portrait is a list of bullet points: "Electrical Engineer, Witwatersrand", "Technical Advisor – Electrical Industry", "Active member of IEC TC10", "CIGRE D1 & A2 active involvement", "Utility Background", and "Specialisation: Dielectric Behaviour of Fluids, Condition Monitoring, DGA, Heat Transfer, Power Transformer Technology".

2

Setting the scene

NYNAS

$$\text{TCO} = \text{PP} + \text{L} + \text{M} + \text{I} + \text{R}$$

Total Cost of Ownership

Purchase Price	Cost of Losses	Diagnostics & Maintenance	Insurance	Reliability
Construction, Transport & Installation	Load Losses, No-Load Losses, 40yr Design life, Load Factor	Tests, Diagnostics, Oil management		Avoid premature Failures – replacement costs, ROI

©2022 Nynas. All rights reserved.

3

Impact of the Insulating liquid on the transformer

NYNAS

Thermal & Environmental

- ▶ Losses
- ▶ Ambient temperature constraint
- ▶ Winding temperature
- ▶ Cooling requirements

Environmental & Safety

- ▶ Environmental impact
- ▶ CO2 footprint
- ▶ Biodegradability
- ▶ Health and Safety

Insulation Fluid

Design & Reliability

- ▶ Dielectric design
- ▶ Aging & lifetime
- ▶ Sealing system
- ▶ Reliability

Operations & Maintenance

- ▶ Condition monitoring
- ▶ Diagnostics
- ▶ Maintenance & handling
- ▶ Oil filling & commissioning

©2022 Nynas. All rights reserved.

4

Let us discuss some of the buzz words



- ▶ High temperature insulation systems
- ▶ “Sustainably Rated Transformer”
 - Load Factor
 - Can a transformer tolerate higher temperatures?
 - What about load losses?
- ▶ Thermal Class of what
 - Paper/solid insulation ?
 - The liquid itself ?
 - The system?

There is much focus on the ageing of the paper with the liquid (accelerated ageing), but what about the liquid itself ?

5

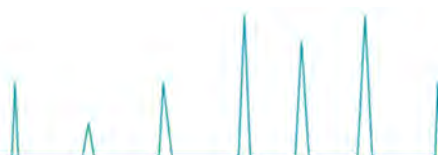
IEC 60076-14 (high temp insulation systems)

Adapted from Table 3 and 4 of IEC 60076-14 : 2013



	Conventional	Semi-Hybrid	High Temp systems with Ester Liquid			
			Liquid Lifetime ? Impact on stray gassing ? Load losses over lifetime ?			
Minimum required solid insulation class	105	120	130	140	155	180
Top Liquid temperature rise (K)	60	60	90	90	90	90
Average winding temperature rise (K)	65/70	75	85	95	105	125
Hot Spot Temperature rise (K)	78	90	100	110	125	150

6



Excerpt of the IEC TR 60076-26

More work is needed on understanding temperature limits

It is not just paper ageing!

Table 5 – Liquid-solid system

Functional category	Parameter	Relevance index		IEC/ISO test method			Comments
		Critical (3)	High (2)	Important (1)	Yes	Yes, update	
		Design	Service		Yes	Yes, update	No
Liquid-Solid system	Paper ageing	2	1			X	IEC 60554-3; IEC 60216; Aging of paper impregnated with given liquid. Creation of an IEC standard similar to IEEE C57.100 and IEC TS 62332 (TC112). This includes tests such as sealed tube, dual temp, Lockie, etc.
	Furans & alcohols	1	2			X	Paper Ageing markers; IEC 61198 (Furans); New IEC 63025 (Methanol and light alcohol) expected in 2020
	Maximum Temperature	1	2			X	Develop a test method to verify maximum short time temperature limits given in transformer standards for example IEC 60076-14
	Long-term operating temperature	1	1			X	Develop a test method to verify temperature limits given in transformer standard for example IEC 60076-14
	Moisture dynamics	2	1			X	Moisture equilibrium curves between liquid and impregnated insulation.
	Bubbling	2	2			X	Investigate the main variables impacting bubbling
	Particles	1	2			X	Particle size, number and type are important. Existing test Methods: IEC 60970 and ISO 4406/4407
	Impregnation	1	1			X	Impregnation (of solid impregnable insulation) capabilities for given liquid
	Thermal conductivity of impregnated solid	2	1			X	IEC 60216; Cooling properties of liquid impregnated paper are important for design.
	HVDC Considerations	1	2			X	Conductivity and polarization of impregnated insulation. Relevant mainly for HVDC.

©2022 Nynas. All rights reserved.

Page 7

7

Aspects of high-temperature , “sustainably rated transformer”

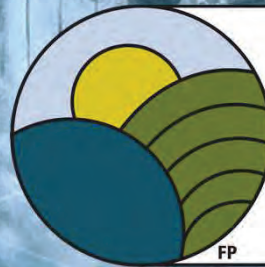
- Three factors remain key for the rating of a transformer
 - Power Rating – Load Losses – Internal Temperatures

The references for these must be at the continuous rated current
- Higher internal temperatures cannot be assumed to be safe for long term operation without considering
 - Stray Gassing
 - Accelerated liquid ageing
 - Assumptions in paper ageing extrapolation (shortcomings of Arrhenius approach)

8

NYTRO® BIO 300X**NYNAS**

- ▶ Renewable (Bio-Based) Hydrocarbon
- ▶ Readily Biodegradable (OECD 301)
- ▶ Ultra-Low Viscosity
- ▶ Superior Heat transfer
- ▶ Super Grade Oxidation Stability
- ▶ Meets & Exceeds IEC 60296 Ed.5

**USDA
CERTIFIED
BIOBASED
PRODUCT**
PRODUCT 100%

9

**NYTRO® RR 900X circular transformer fluid**
*Join the circular economy™***NYNAS**

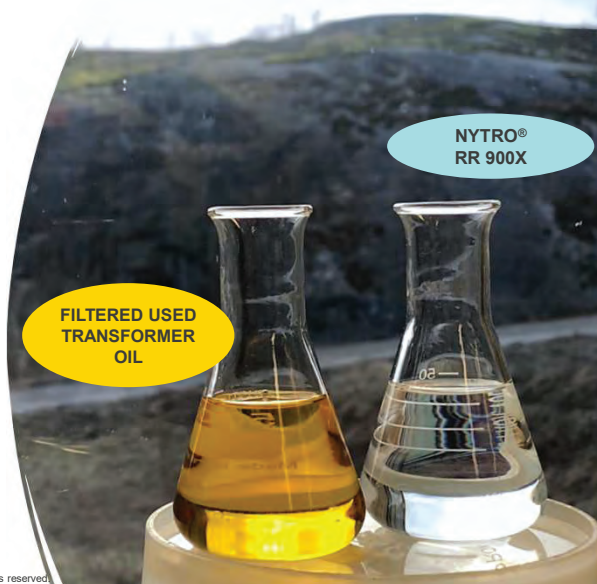
10

NYNAS

The product of Nynas' state-of-the art rerefining process

NYTRO® RR 900X

- Fully inhibited >99% rerefined transformer fluid
- Severe Hydrotreating technology
- Guaranteed to be 100% sourced from Power Equipment
- Suitable for filling into new transformers
 - From distribution to large power transformers
- Compatibility with existing inhibited NYNAS virgin mineral oils



11

©2022 Nynas. All rights reserved.

11

Overview of key properties, NYTRO sustainable grades

NYNAS

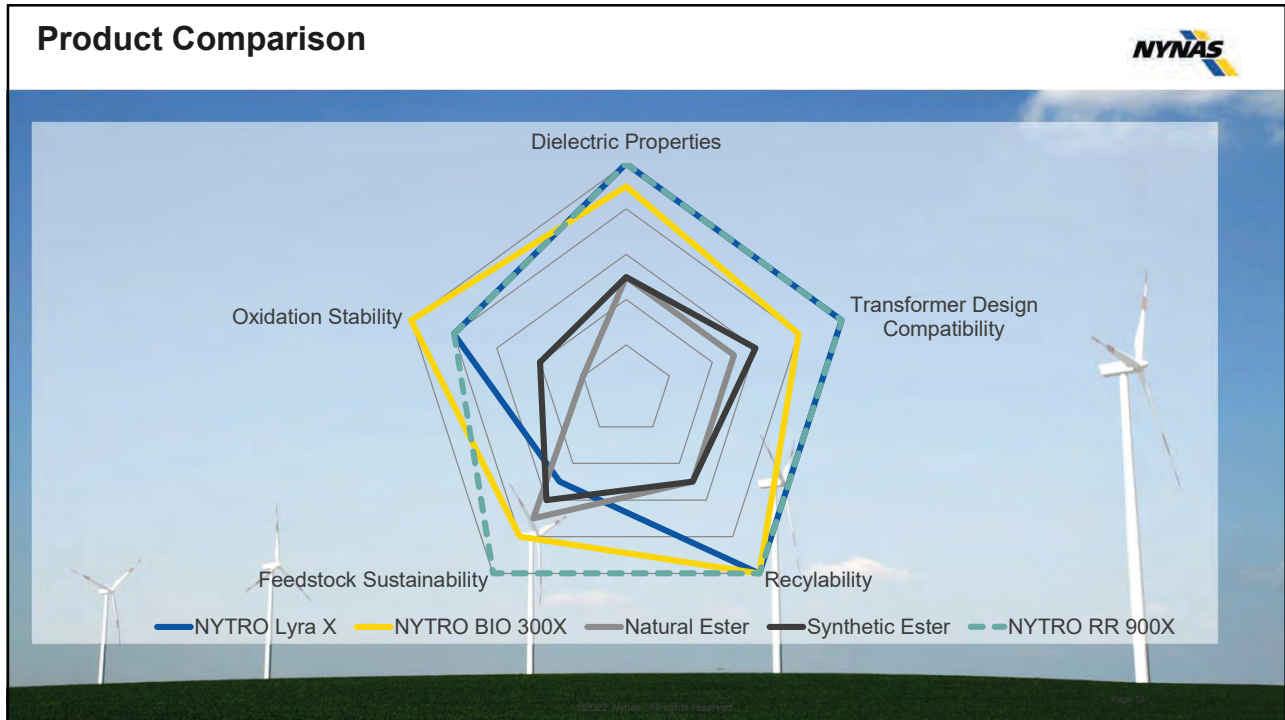
	NYTRO® BIO 300X <i>Bio-Based Hydrocarbon</i>	NYTRO® RR 900X <i>Re-refined Mineral</i>	NATURAL ESTER	SYNTHETIC ESTER
Density 20°C [kg/dm³]	0.785	0.859	0.91 – 0.925	0.968
Viscosity 40°C	3.7 cSt	8.7 cSt	35 - 45 cSt	29 cSt
Oxidation Stability	IEC 61125 >500 hours	IEC 61125 >500 hours	IEC 61125 48 hours ¹	IEC 61125 164 hours ¹
Biodegradability OECD 301	Readily	Inherently	Readily	Readily
Bio-Based/ Recycled Content	>99% Bio-based	>99% Recycled	≈95% Bio-Based	≈50% Bio-based
Recyclability	Full Circular	Full Circular	Downcycling	Downcycling
Fire Classification	O Class	O Class	K Class	K Class

1 – Typically using Additives and Anti-Oxidants

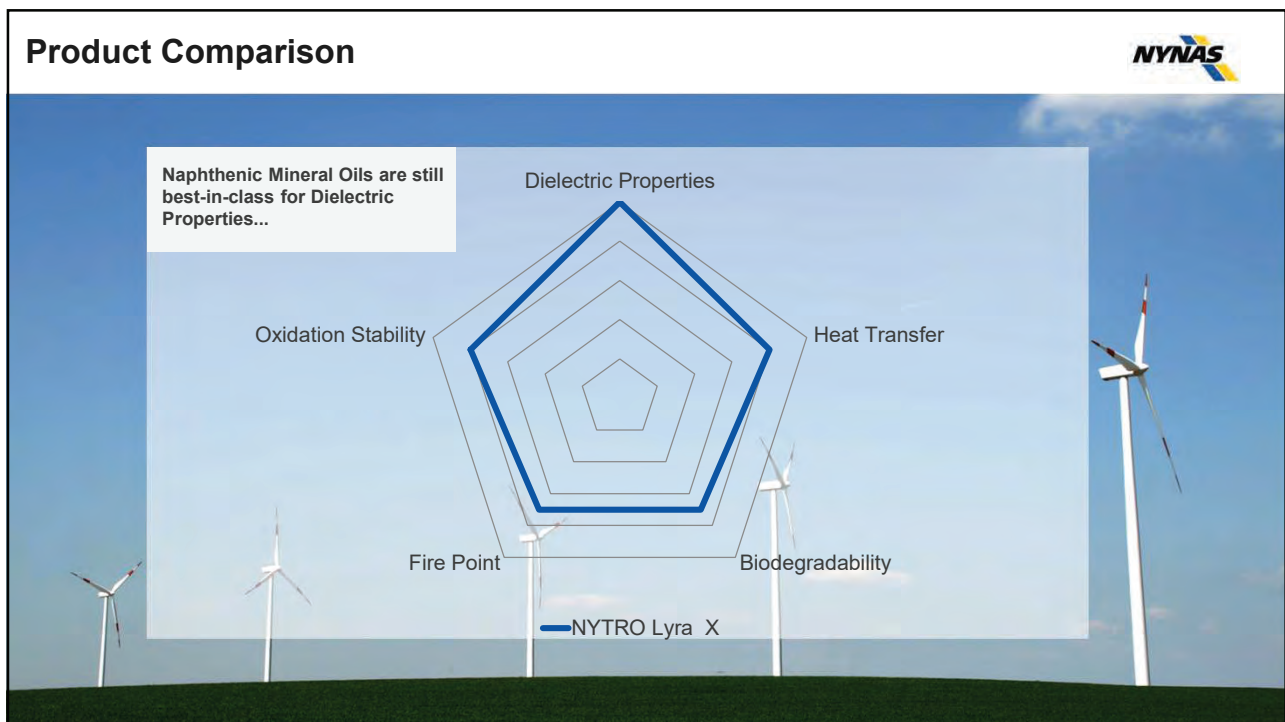
12

©2022 Nynas. All rights reserved.

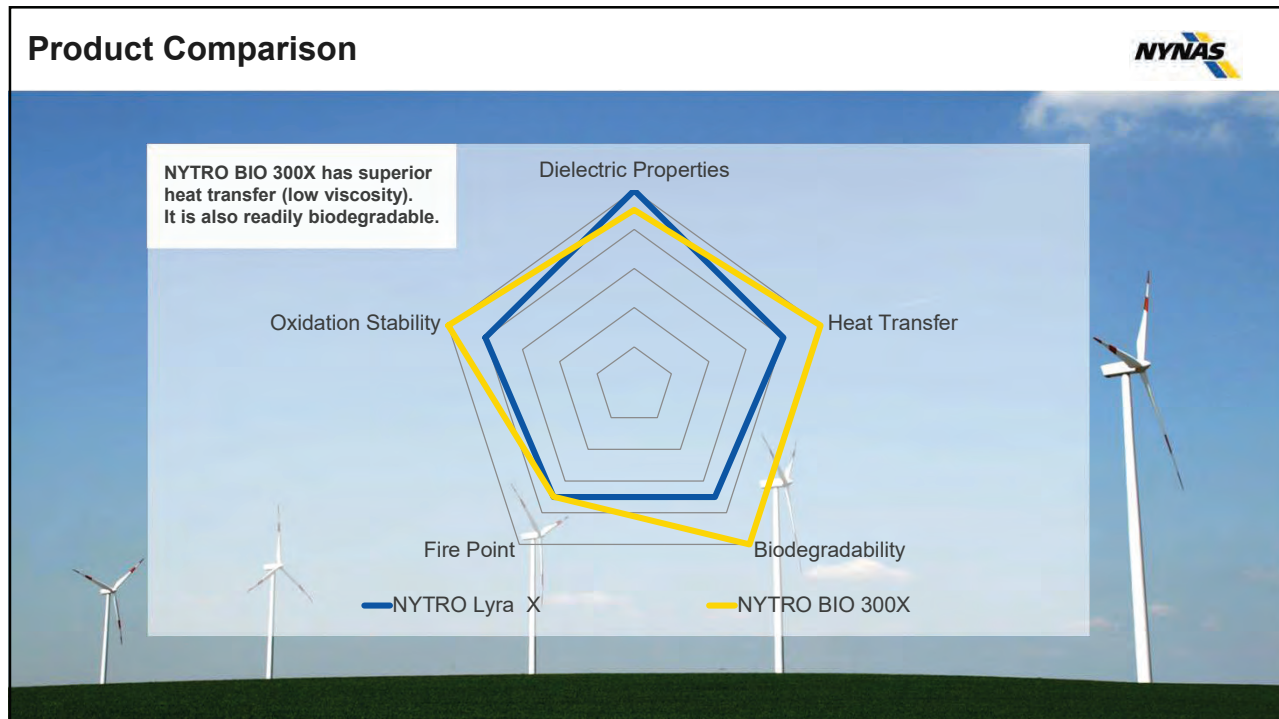
12



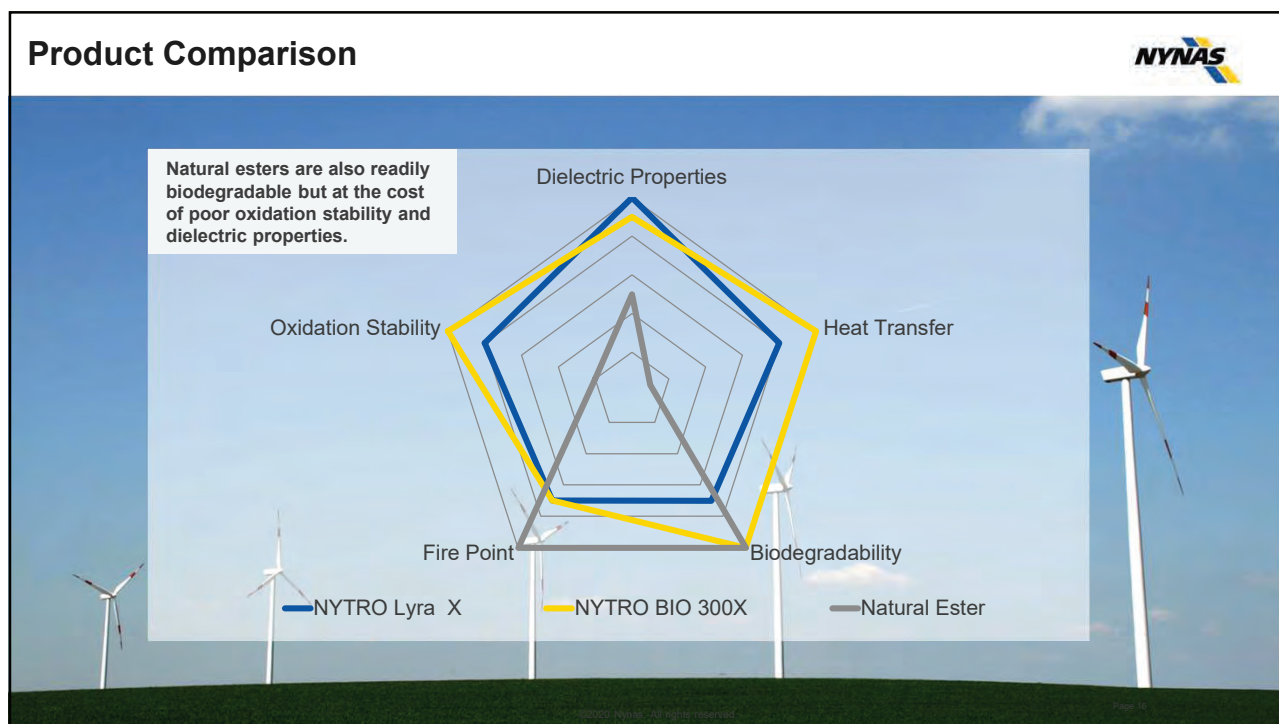
13



14



15



16

Cold Climate Performance						
	NYTRO BIO 300X	NYTRO 10XN	NYTRO RR 900X	GTL	SYN. ESTER	NATURAL ESTER
Pour Point	-66°C	-63°C	-48°C	-40°C	-56°C	-20°C
Viscosity +40°C [cSt]	3.7	7.8	8.7	10	30	35 - 45
Viscosity -30°C [cSt]	52	654	656	400	4362	no flow

Typical data

17

©2022 Nynas. All rights reserved.

17

Power Transformer = Thermal Machine

- ▶ The power rating is ultimately determined by the winding temperatures & hot spot.
- ▶ Dynamic loading = Dynamic Temperatures.
- ▶ Load Swings are stressful.
- ▶ Viscosity is the main liquid parameter.

Keep your transformer cool

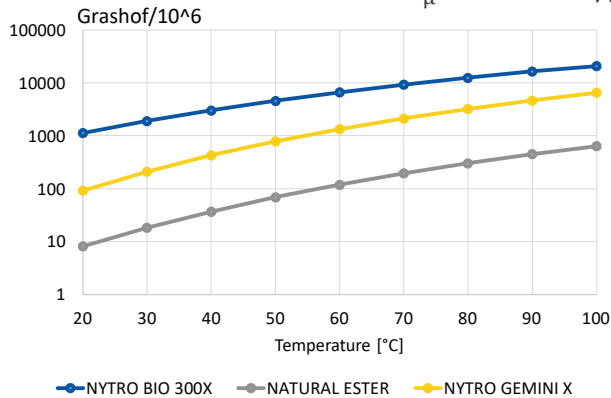
18

Fluid Dynamics - Improve Natural Convection



Higher Grashof = Higher natural convection = Better heat transfer

$$Gr = \frac{L^3 * \rho^2 * g * \beta * \Delta\theta}{\mu^2} = \frac{\text{Buoyancy forces}}{\text{Viscous forces}}$$



Temp.	Kinematic Viscosity [cSt]		
	NYTRO BIO 300X	NYTRO LYRA X	NATURAL ESTER
20°C	6.1	20.6	73
40°C	3.7	9.5	35
100°C	1.4	2.4	8

19

©2022 Nynas. All rights reserved.

19

Reference – 40 MVA 145 /11kV OFAF



- ▶ 40 MVA 145kV unit, OLTC
- ▶ Filled with NYTRO® BIO 300X
- ▶ Full Type Test Pass
- ▶ K/OFAF design
- ▶ More than 10K lower oil rise compared with Synthetic Ester



Top Oil Rise
≈12K lower

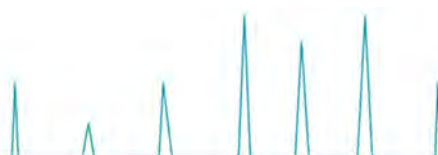


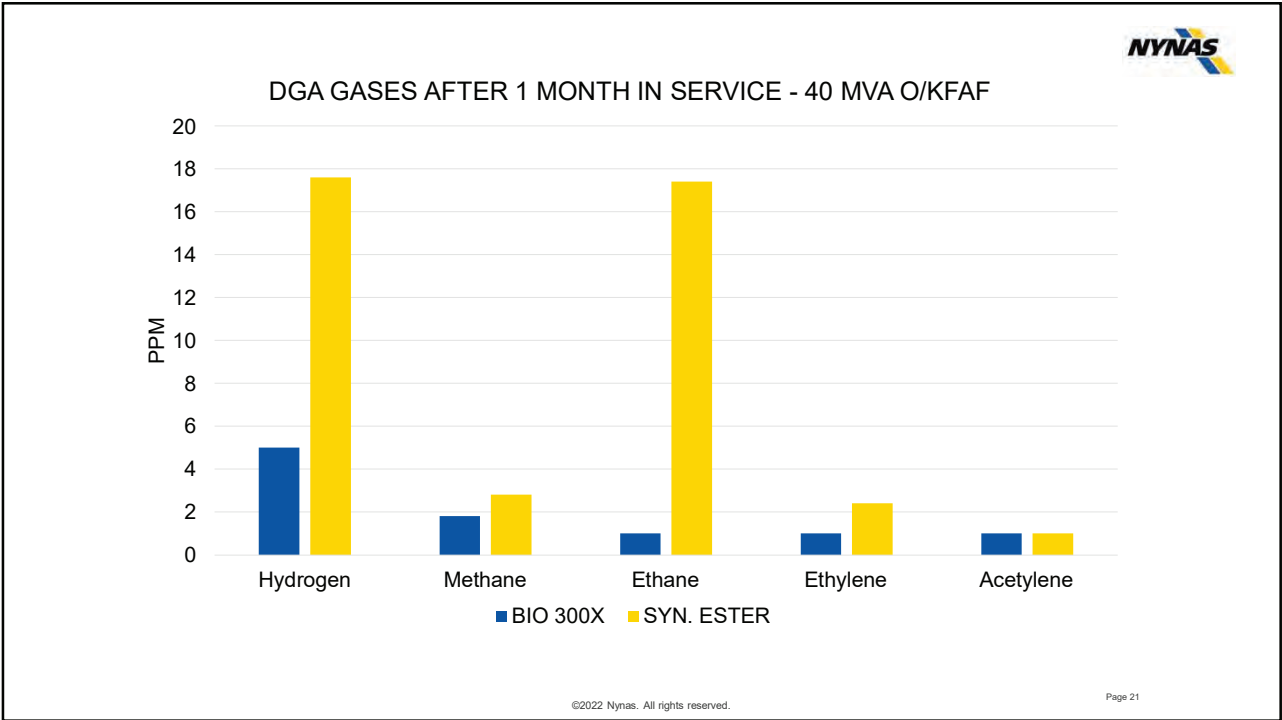
LV Average Winding
≈9K lower

©2022 Nynas. All rights reserved.

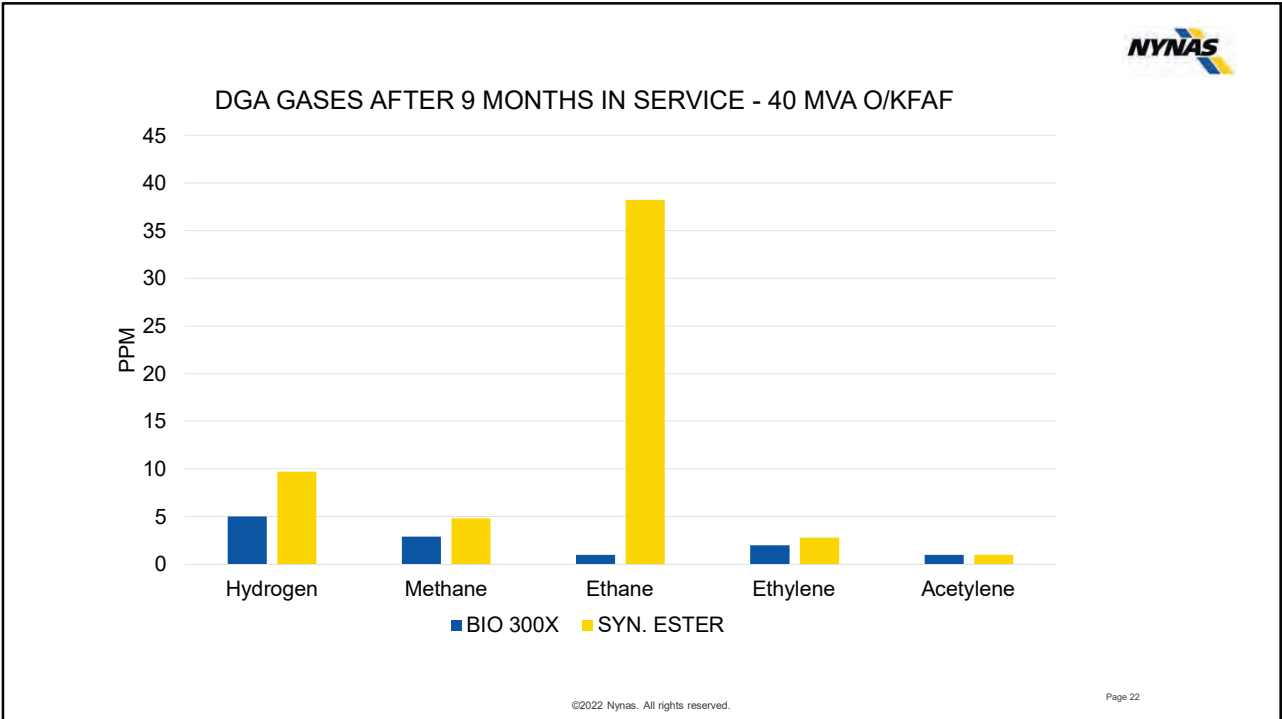
Page 20

20





21



22

Oil Results After 9 months in service (40 MVA)

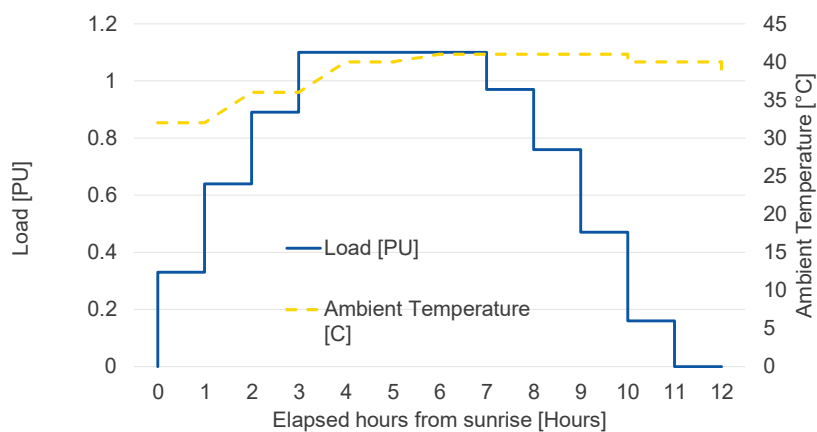


Property	BIO 300X Unit	Synthetic Ester Unit
Water Content [PPM]	5	27
Acidity [mgKOH/g]	<0.01	0.04
IFT [mN/m]	40.8	25.6
DDF 90°C	0.0001	0.0480
Inhibitor [%wt]	0.22	Not Measured

©2022 Nynas. All rights reserved.

Page 23

23

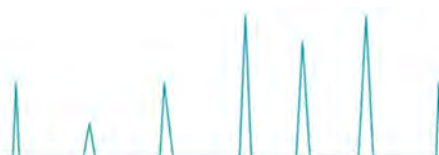
Simulation example based on the 40 MVA FAT data
(300X / SE) PV LOAD

Load and ambient temperature applied to the simulation. The load reflects a PV loading and the ambient a (hot climate) summer day.

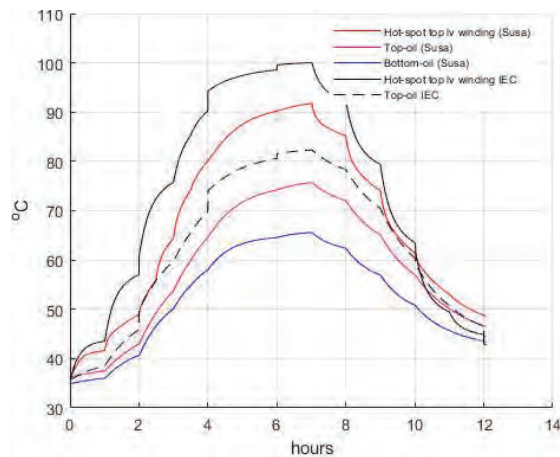
©2022 Nynas. All rights reserved.

Page 24

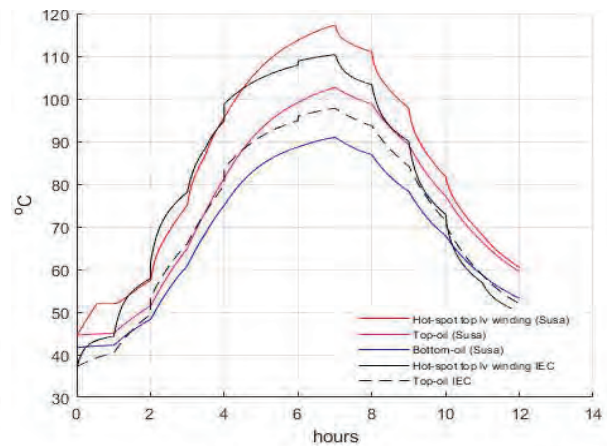
24



Simulation example based on the 40 MVA FAT data (300X / SE) PV LOAD



40 MVA OFAF, BIO 300X.



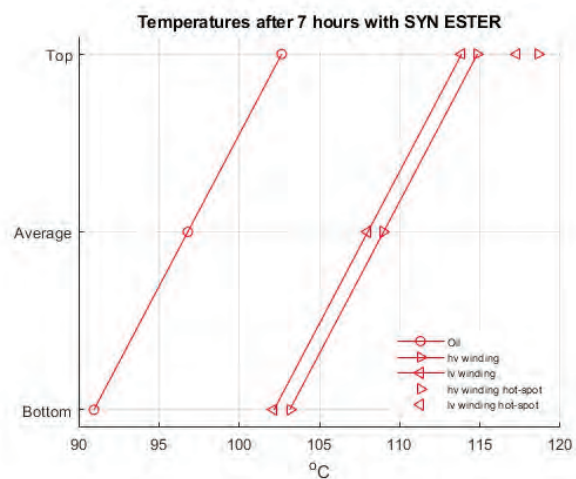
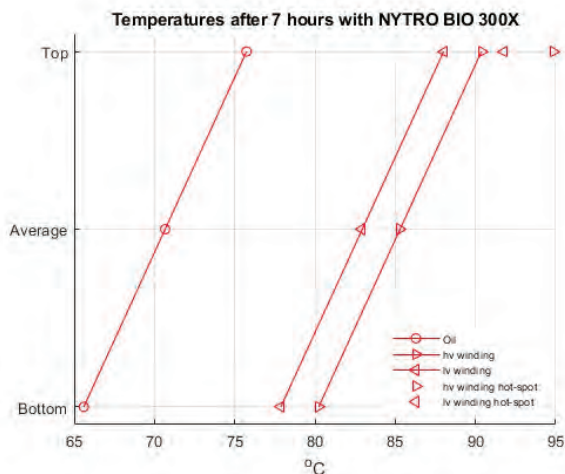
40 MVA KFAF, Syn. Ester.

©2022 Nynas. All rights reserved.

Page 25

25

Simulation example based on the 40 MVA FAT data (300X / SE) PV LOAD



©2022 Nynas. All rights reserved.

Page 26

26

Reference – 80 MVA



- ▶ 80 MVA 145kV unit, OLTC
- ▶ Filled with NYTRO® BIO 300X
- ▶ Full Type Test Pass
- ▶ ONAF design
- ▶ Compared to GTL
 - Top Oil $\approx -4K$
 - Hot Spot $\approx -6K$

©2022 Nynas. All rights reserved.

Page 27

27

Reference – 25 MVA 132 kV ONAN unit



- ▶ Unit filled with NYTRO BIO 300X.
- ▶ All Type Tests passed.
- ▶ Excellent margin to Temperature Rise Test.

TABLE IV. 145kV TRANSFORMER TEMPERATURE RISE TEST RESULTS

	ONAN 25 MVA	
	Guarantee	Result
Top Oil Rise	60 K	45.2 K
Winding Rise HV	65 K	47.8 K
Hot Spot HV	78 K	57.1 K
Winding Rise LV	65 K	50.7 K
Hot Spot LV	78 K	60.9 K

©2022 Nynas. All rights reserved.

28

Reference - 300 KVA Distribution Unit

- ▶ ONAN, 20kV
- ▶ Compared to a naphthenic ($\approx 10\text{cSt}$ @ 40°C) type oil:
 - $\approx -5\text{K}$ Winding Temperature Reduction
 - $\approx -3\text{K}$ Top Oil Temperature Reduction
- ▶ Weight saving when optimized considering ECODESIGN Tier 2



©2022 Nynas. All rights reserved.

29

OEM References

- ▶ Successful tests/pilots and or in operation with following power transformers
 - ▶ 350 MVA ODAF 400kV
 - ▶ 80 MVA ONAF 145kV
 - ▶ 40 MVA OFAF 145kV
 - ▶ 25 MVA ONAN 132kV
 - ▶ 5.7 MVA OFAF 20 kV
- ▶ Various sizes of Distribution Transformers Full scale approval
- ▶ Instrument Transformers up to 800 kV
- ▶ CVT approvals as aromatic alternative

Transformer OEM that are either Testing, piloting and/or approved NYTRO BIO 300X

©2022 Nynas. All rights reserved.



30



Končar - IT completes successful tests with Nynas NYTRO® BIO 300X



“The tested units are a part of our novel GREEN LINE product range, which features instrument transformers utilizing state-of-the-art dielectric liquids with a reduced environmental impact, intended for applications from 72.5–800 kV,” says Davor Baković (CEO)

- ▶ routine and type tests according to the IEC 61869
- ▶ multiple chopped ("dielectric aging")
- ▶ life expectancy and climatic tests

31

©2022 Nynas. All rights reserved.

31

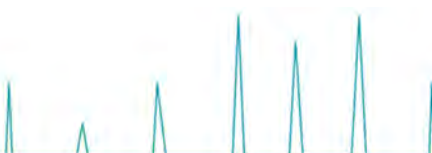
Transformer References



- ▶ NYTRO BIO 300X Successfully tested/operational with the following units
 - ▶ 350 MVA ODAF 400kV
 - ▶ 80 MVA ONAF 145kV
 - ▶ 40 MVA OFAF 145kV
 - ▶ 25 MVA ONAN 132kV
 - ▶ 5.7 MVA OFAF 20 kV
- ▶ Various sizes of Distribution Transformers and Renewable Units
- ▶ Full scale approval Instrument Transformers up to 800kV
- ▶ CVT approvals as Jarylec alternative

©2022 Nynas. All rights reserved.

32





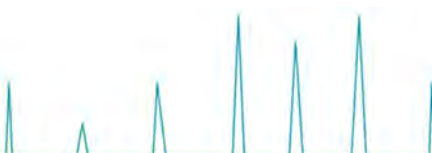
Conclusion

- ▶ Several alternative liquids are now available
- ▶ Trends
 - Fire Safety -> Consequential Fire not Failure Risk
 - Sustainability -> Re-refining and Bio-Based alternatives
- Higher Temperature Insulation & Overloading Approaches
 - Holistic Approach Needed
 - All Liquid types can be used
 - Liquid Ageing Aspects *it is not just about paper ageing*
 - Load Losses
 - Stray Gassing

33

©2022 Nynas. All rights reserved.

33



Auswirkungen des EU Green Deal auf das Anlagen-Management aus Sicht eines Isolieröl-Pioniers

Impact of the EU Green Deal on Asset Management from an insulating oil pioneer's perspective

Martin Seipel

Energieversorgungsbetriebe brauchen kosteneffiziente und nachhaltige Lösungen, um die Leistungsfähigkeit ihrer Transformatoren zu erhalten, ihre Laufzeit zu erhöhen und eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Eine wichtige Rolle kommt dabei zunehmend dem Recycling von Transformatorenölen zu. Mit dem EOS "Closed-Loop"-Modell unterstützt die Electrical Oil Services Netzbetreiber dabei, die Anforderungen im Hinblick auf die Kreislaufwirtschaft zu erfüllen. Das bringt Vorteile für Unternehmen und die Umwelt.

Energie ist ein Kernthema unserer heutigen Gesellschaft – und ökonomisch, politisch und ökologisch eines der spannungsreichsten. Besonders in der jetzigen Zeit zwischen Energiewende, schwierigen geopolitischen Entwicklungen und unterbrochenen Lieferketten ist ein Umdenken hinsichtlich Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Ressourcenschonung gefordert. Das Thema „Klimawandel“ mag in den aktuellen Berichterstattungen etwas in den Hintergrund gedrängt worden sein, bleibt jedoch ein wichtiger Baustein aller Betrachtungen und Entwicklungen der Zukunft. Vor diesem Hintergrund ist in allen Lebensbereichen ein wachsendes Bewusstsein entstanden, umweltgerecht und ressourcenschonend zu agieren. In Europa gibt es mit dem „Green Deal“ und „Fit-for-55“ bereits eine Vielzahl an Verordnungen und Gesetzvorlagen, durch deren Einhaltung die gesteckten Klimaziele

erreicht werden sollen. Die Einsparung von CO₂-Emissionen spielt dabei eine herausragende Rolle.

Asset Manager der Stromversorgungsbranche und Industrieunternehmen mit eigenem Versorgungsspannungsnetz prüfen alle ihnen zur Verfügung stehenden Optionen, die Anforderungen an eine umweltfreundliche, ressourcenschonende, kosteneffiziente und zugleich ausfallsichere, Energieversorgung zu erfüllen. Vorbeugend einen genaueren Blick auf Transformatoren zu werfen, ist in diesem Zusammenhang eine dringliche Aufgabe. Denn für die Energieversorgung sind sie ein unverzichtbarer Bestandteil und spielen eine Schlüsselrolle, wenn es um Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Versorgungsnetze geht. Die Verlängerung der Transformatorenlaufzeit sowie ein sorgfältiger Umgang mit Isolierölen haben sich dabei als wesentliche Erfolgsfaktoren in den letzten Jahren herausgestellt. Mit umfangreichen Transformatorenöl-Dienstleistungen unterstützt die Electrical Oil Services (EOS) aus Hamburg ihre Kunden auf dem Weg zu mehr Nachhaltigkeit und spielt eine wichtige Rolle beim Recycling und der Aufbereitung gebrauchten Isolieröls.

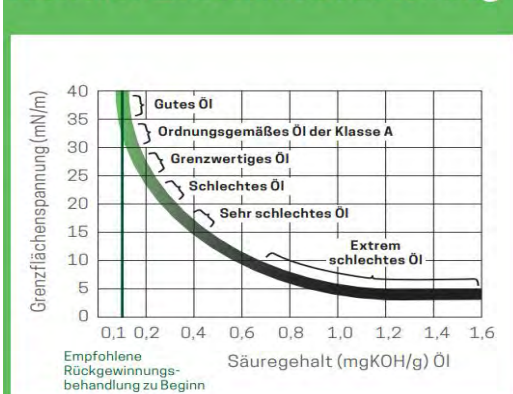
Isolierölqualität erhöht Transformatoren-Performance

Das zuverlässige Betriebsverhalten eines Transformators hängt von einigen grundlegenden Eigenschaften des eingesetzten Isolieröls ab, wie beispielsweise eine hohe Durchschlagspannungsfestigkeit, ausreichend niedrige Viskosität, entsprechende Temperatureigenschaften und Oxidationsbeständigkeit. Das Isolieröl degradiert jedoch im Laufe der Betriebszeit. Es oxidiert beim Kontakt mit Sauerstoff, und erhöhte Temperaturen beschleunigen die Alterung des Öls. Es können Farbveränderungen, die Bildung saurer Verbindungen sowie im fortgeschrittenen Oxidationsstadium auch das Absetzen von Schlamm auftreten. Dadurch können die dielektrischen und auch die thermischen Eigenschaften beeinträchtigt werden, was im schlimmsten Fall zum Ausfall des Transformators führen kann.

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten sowie die Gesamtleistung

eines Transformators zu erhalten und seine Lebensdauer zu erhöhen, ist eine Öl-Zustandsbeurteilung daher das erste vorbeugende Instrument der Wahl. Isolieröluntersuchungen ermöglichen eine Beurteilung der Isolierflüssigkeit hinsichtlich ihrer elektrischen, physikalischen und chemischen Eigenschaften und geben Aufschluss über weitere Handlungsnotwendigkeiten. Die regelmäßige Untersuchung kann im Rahmen von Routinemaßnahmen stattfinden, beispielsweise während einer der vorgeschriebenen Mittelspannungsprüfungen stattfinden. Aus dem Transformator wird dabei fachmännisch durch geschultes Personal eine Ölprobe entnommen und in einem der EOS-eigenen Labore untersucht.

Isolieröl-Zustandsbeurteilung



Vergleich zwischen Neutralisierungswert und Grenzflächenspannungskurve

Je nach Situation gibt es verschiedene technische Optionen, die Isolierölqualität zu verbessern. Dazu gehört beispielsweise die Trocknung, Filterung und Entgasung mittels einer Ölaufbereitungsanlage, die Öl-Regeneration zur Tiefenreinigung nicht nur des Isolieröls, sondern des gesamten Isoliersystems, oder ein Ölwechsel vor Ort, auch möglich unter Verwendung recycelten Isolieröls. Darüber hinaus bietet die Electrical Oil Services das nachhaltige EOS® „Closed-Loop“-Modell (geschlossener Kreislauf) an. Dabei wird gebrauchtes Transformatorenöl vom Kundenstandort eingesammelt, in einer

der eigenen Produktionsanlagen zu einer neuwertigen Ölqualität nach dem Standard IEC 60296:2020 aufbereitet und schließlich als Isolieröl wieder in die Kreislaufwirtschaft zurückgegeben. Öl-Recycling ist daher eine nachhaltige und kosteneffiziente Alternative zu neuem Isolieröl – ein zukunftssträchtiges Modell.



Recycletes EOS® Premium nach IEC 60296:2020

Electrical Oil Services hat mit EOS® Premium ein regeneriertes Isolieröl entwickelt, das den hohen Anforderungen der neuen IEC 60296:2020 entspricht. Diese überarbeitete Norm enthält Leistungsparameter für recycletes oder aufbereitetes Isolieröl, die denen für neue Isolieröle entsprechen. EOS® Premium kann sowohl als direkter Ersatz bei allen Wartungsaktivitäten eingesetzt werden als auch bei einem gesamten Ölwechsel; es ist als inhibierte und nicht inhibierte Qualität verfügbar. Asset Manager und Wartungsunternehmen erhalten somit die bestmögliche Qualität an regeneriertem Isolieröl und profitieren von den wirtschaftlichen als auch den ökologischen Vorteilen.

Welche Transformatorenöle eignen sich zur Wiederaufbereitung?

Die EU-Richtlinie 2008/98/EG und nachfolgende Beschlüsse über Abfälle, die

Norm ISO 14001 (Umwelt) sowie die Verpflichtungen aus der Abfallhierarchie bedingen eine fachgerechte Entsorgung oder ein fachgerechtes Recycling von Altöl. Der „geschlossene Kreislauf“ des EOS® „Closed-Loop“-Modells ermöglicht die gesetzeskonforme und fachgerechte Regeneration von gebrauchtem Isolieröl aus Transformatoren und Stufenschaltern.

Die Gebinde für die Abholung des gebrauchten Isolieröls vom Kundenstandort variieren und können 210 Liter-Fässer, 1.000 Liter IBCs oder Tankfahrzeuge mit einem Fassungsvermögen bis zu 30.000 Litern umfassen. Das „Closed-Loop“-Modell verbessert die CO₂-Bilanz, indem das alte Isolieröl direkt bei der Abholung durch regeneriertes Transformatorenöl ersetzt wird. Neben einer effizienten und gut organisierten Logistik- und Transportinfrastruktur erfordert die Rückgewinnung und Sammlung von gebrauchtem Isolieröl die Erfassung und Verfolgung gemäß Abfallrecht. Auch bei diesen Themen unterstützen die Experten der Electrical Oil Services ihre Kunden.

Strenge Kontrollen ermöglichen hohe Recycling-Qualität

Mit der Anlieferung des gebrauchten Isolieröls am EOS-Produktionsstandort beginnt eine strenge Qualitätskontrolle. Diese stellt sicher, dass sich das gesammelte Material zur Öl-Regeneration eignet. Nach der erfolgreichen Eingangsprüfung wird das gebrauchte Isolieröl in die firmeneigene Regenerationsanlage geleitet, in der Adsorptions- und Reinigungsprozesse die polaren Verunreinigungen des Öls – Säuren, Schlämme und andere Verunreinigungen – in mehreren Zyklen entfernen. Das Isolieröl wird dabei kontinuierlich geprüft.

Diese Prozessschritte und die kontinuierliche Überprüfung ermöglichen erst die Einhaltung des hohen Qualitätsstandards gemäß IEC 60296:2020. Um die Oxidationsstabilität des regenerierten Öls sicherzustellen, kann diesem am Ende des Regenerationsprozesses ein Inhibitor hinzugefügt werden.

Zusammenfassung

Es steigen sowohl der Kostendruck bei den öffentlichen Energieversorgern und Industrieunternehmen mit eigenem

Versorgungsspannungsnetz als auch die gesetzlichen Anforderungen in Bezug auf Nachhaltigkeit und Klimaneutralität. So haben sich in den vergangenen Jahren die Verlängerung der Transformatorenlaufzeiten und der wirtschaftliche Umgang mit Isolierölen allmählich zu wesentlichen Faktoren bei der Optimierung des Anlagenmanagements entwickelt. Unternehmen betrachten recycelte Isolierölqualitäten zunehmend als nachhaltige Alternative zum Befüllen der Transformatoren mit neuem Isolieröl, insbesondere nach Reparatur- und Wartungsarbeiten an Transformatoren oder Stufenschaltern. Mit dem EOS® „Closed-Loop“-Modell, das die Aufbereitung von Transformatorenölen zu neuwertiger Qualität nach der neuen IEC-Norm 60296:2020 für die Wiederverwendung auf nachhaltiger Basis ermöglicht, leistet die Electrical Oil Services einen wichtigen Beitrag zur Kreislaufwirtschaft und hilft kleinen und großen Industrieunternehmen und Stromversorgungsbetrieben dabei, den CO₂ Fußabdruck signifikant zu reduzieren und auf die Verwendung neuen Isolieröls zu verzichten.

Ausblick:

Die EOS wird hier eine Schlüsselrolle einnehmen. Als 100%-Tochterunternehmen der HCS Group GmbH werden das Knowhow der Gruppensowie die Expertise der europäischen Ausbreitung genutzt, um einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der genannten Ziele zu leisten. Die Electrical Oil Services steht nicht still, sondern entwickelt stets ihre Produkte und Dienstleistungen weiter, um unsere Kunden bei den Herausforderungen unserer Zeit wirkungsvoll zu unterstützen.

In unserem TLM-Workshop präsentieren wir eine smarte, schnelle und transparente Lösung für Ihr Anlagenmanagement rund um Ihren Transformator.

Martin Seipel
New Business Development

Electrical Oil Services GmbH
Oehleckerring 6a, 22419 Hamburg

Tel. +49 152 9000 5636
mseipel@electricaloilservices.com

Notizen zum Vortrag

This image shows a single sheet of white paper with horizontal blue ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page. There are no margins, text, or other markings on the paper.

SIEMENS
energy

Transformator Services nachhaltig, umwelt- und klimabewusst gestalten - mit SITRAM® DRY & SITRAM® REG Öl Behandlung

TLM Konferenz 2022 – Bad Gögging, 19./20. September 2022
Dipl.-Ing. Wolfgang Isgör



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

1

**Transformatoren sind rohstoff-
intensive Vermögenswerte. Die
Verlängerung der Lebensdauer kann
dazu beitragen, den CO₂-Fußabdruck
zu verringern.**



Beispiel anhand eines 50 MVA 132 KV Transformators:

Material	Menge	MtCO ₂ e
Stahl	36.000 kg	66,6
Öl	15.500 kg	21
Kupfer	9.000 kg	13,5
Papier und Pressspan	1.500 kg	1,3
Energie	0,75 TJ	77
TOTAL		180

**Jedes Jahr der Lebensdauerverlängerung kann
bis zu 4,5 metrische Tonnen CO₂ einsparen!**

2
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

2

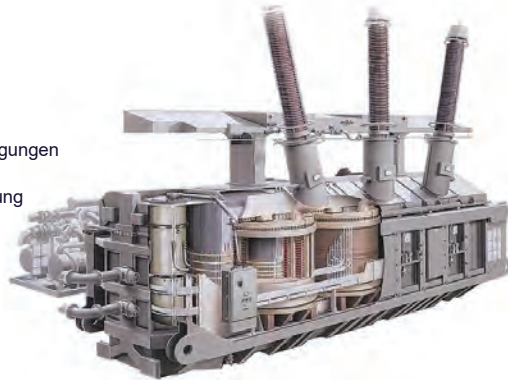
Alterungseffekte – Welche Komponenten eines Transformators unterliegen Alterung?

SIEMENS
energy

Flüssige Isolation (Öl)

altert durch

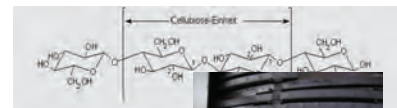
- Oxidation
- Feuchtigkeit;
- Temperatureffekte;
- Säure, polare Verunreinigungen und Verschmutzungen;
- Elektrische Beanspruchung



Feste Isolation (Papier)

altert durch

- Temperatureffekte;
 - Feuchtigkeit;
 - Oxidation;
 - Säure, polare Verunreinigungen und Verschmutzungen
 - Elektrische und mechanische Beanspruchung
- Alle Effekte bewirken den molekularen Abbau von Zellulose.



Mechanische Komponenten

- Stufenschalter (Kontakte)
- Durchführungen (elektrische und mechanische Belastung, Temperatur und Oxidation);
- Lüftungen und Pumpen;
- Regelungs- und Schutzvorrichtungen



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

3

3

Prinzip: Ende der Lebensdauer

SIEMENS
energy

Das Ende der Lebensdauer ist erreicht, wenn die mechanischen Festigkeitseigenschaften der festen Isolierung um 50% unter dem ursprünglichen Wert gefallen sind.

Dieses ist generell der Fall, wenn der Polymerisationsgrad (DP Wert) unter 200 liegt (IEEE C57.91-1995).

Die Betriebsdauer eines Transformators ist im Wesentlichen durch den Zustand der festen Isolierung bestimmt.



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

4

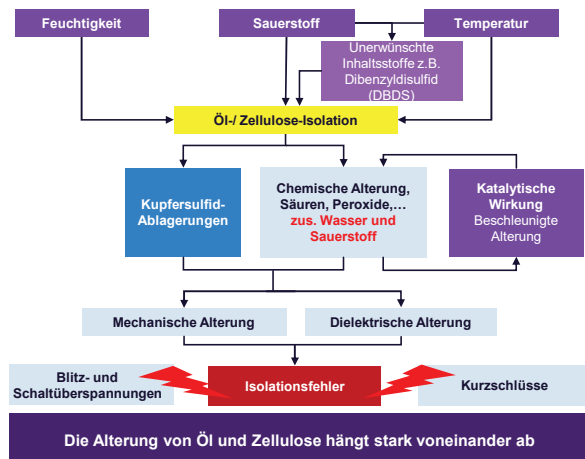
4

Der Teufelskreis der Alterung

SIEMENS
energy

- Da die sehr viele Leistungstransformatoren weltweit „frei atmen“, sind Sauerstoff und Feuchtigkeit Faktoren, die den Abbauprozess im Isolationssystem erheblich beschleunigen.
- Unter thermischem Einfluss führen diese Faktoren zum Abbau von Öl und Cellulose. Unter den Abbauprodukten befinden sich Säuren, Peroxide, zusätzliches Wasser und Sauerstoff. Diese Alterungsrückstände wirken katalytisch und beschleunigen die Alterung der Isolierung.

Je schlechter die Ölqualität und der Zustand der festen Isolierung sind, desto schneller verläuft der Alterungsprozess im Isolationssystem des Transformators



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

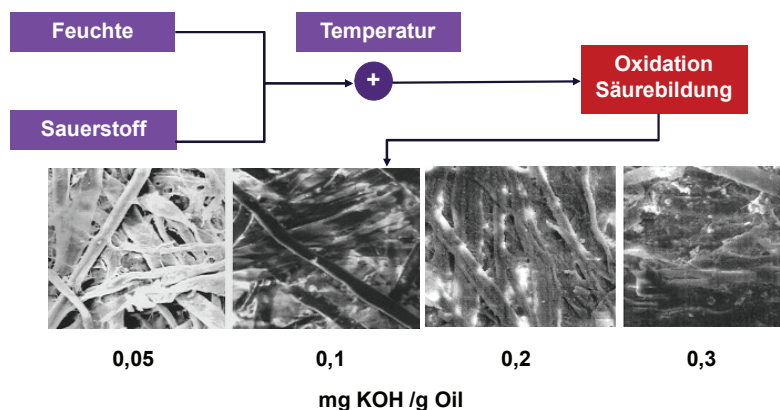
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

5

Der Teufelskreis der Alterung

SIEMENS
energy

Mikroskopische Aufnahmen von Zellulose abhängig vom Säuregehalt im Isolieröl



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

6

Die Ölqualität kann anhand von Grenzwerten in IEEE und IEC beurteilt werden

Empfohlene Grenzwerte für mineralische Isolieröle nach Befüllung neuer Elektrogeräte vor Inbetriebnahme gem. IEC 60422

Parameter	Einheit	Nach dem Einfüllen in neue elektrische Betriebsmittel vor dem Einschalten gem. IEC 60422 Höchste Spannung des Betriebsmittels [kV]		
		<72.5 kV	72.5 – 170 kV	>170 kV
Farbcode (nach ISO 2049)		Max. 2.0	Max. 2.0	Max. 2.0
Säurezahl	mg KOH/g Öl	≤0.03	≤0.03	≤0.03
Dielektrischer Verlustfaktor bei 90°C und 40 Hz bis 60 Hz (tanδ)		≤0.015	≤0.015	≤0.010
Grenzflächen-spannung	mN/m	≥35	≥35	≥35
Durchschlagsspannung	kV/2.5mm	>55	>60	>60
Feuchtigkeit	mg/kg Öl	<20	<10	<10

Die Diagnose und Bewertung der Ölqualität durch DIAG L1 ermöglicht die Bewertung des Zustands des Transformators. Je nach Ergebnis sollte **SITRAM® REG** oder **SITRAM® DRY** angewendet werden.

SITRAM® REG entfernt polare Bestandteile wie Säuren, die die Papierisolation schädigen und den Verlustfaktor und die Grenzflächenspannung erhöhen.

SITRAM® DRY entfernt Feuchtigkeit aus Öl- und Papierisolationen und entfernt Feuchtigkeit und erhöht die Durchschlagsspannung

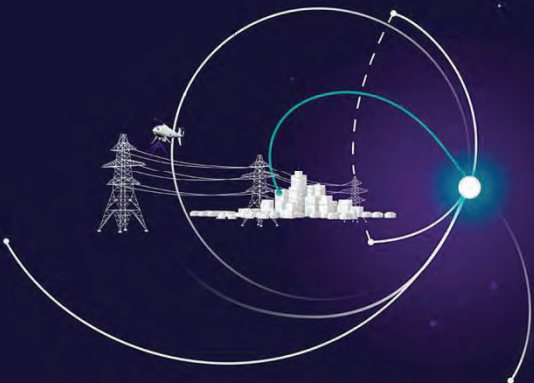
7

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

7

Öl Regeneration – SITRAM® REG

Merkmale und Vorteile

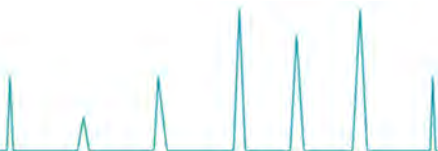


SIEMENS energy

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2020

8



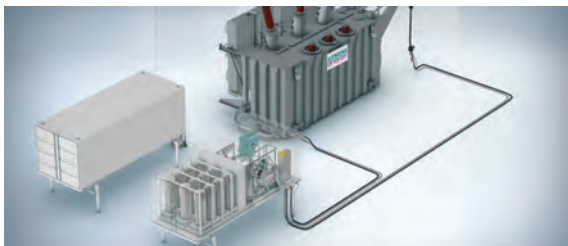
SITRAM® REG – Transformator Öl Regenerations-Technologie

SIEMENS
energy

Die Vorteile der SITRAM® REG

- Verbesserung des Isolationszustands
- Verzögerung der Alterungsmechanismen
- Wird angewendet, ohne den Betrieb des Transformators zu unterbrechen

Mobile Regenerationstechnologie – SITRAM® REG



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Zielgruppen

- Transformatoren mit gealtertem Öl
- Korrosive oder potentiell korrosive Öle mit korrosiven Schwefelverbindungen (z. B. Dibenzylsulfid)
- Mäßig gealtertes und nicht inhibiertes Öl
- Vorbeugende Wartungsstrategie und zur Lebensdauerverlängerung



9

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

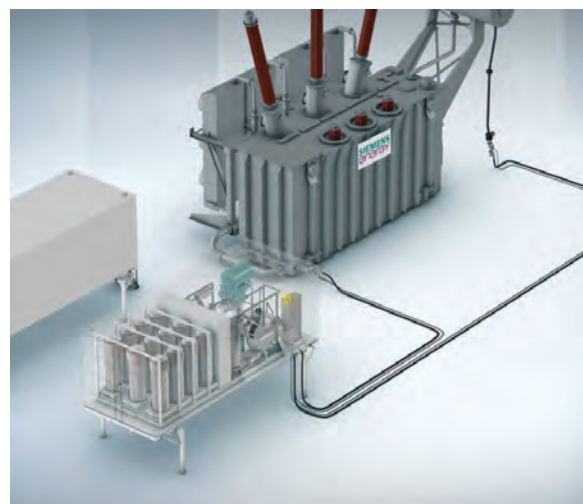
9

Die Funktionsweise des Regenerationsprozesses

SIEMENS
energy

Während des Regenerationsprozesses wird das Öl, das vom unteren Bereich des Transformatorankes entnommen wird, kontinuierlich durch Regenerationskolonnen zirkuliert. Hochwirksame Absorptionsmittel (aktivierte Fullererde) absorbieren die polaren Verunreinigungen und Abbauprodukte aus dem gealterten Transformatoröl. Das gereinigte Öl fließt zurück in den Transformator. Dieser Zyklus wird abhängig von der Größe des Transformators und dem Alterungszustand des Isolieröls über mehrere Tage oder Wochen durchgeführt

Zu einem bestimmten Zeitpunkt, während des Regenerationsprozesses (abhängig von der Ölqualität und der Ölmenge des Transformators), wird die Fullererde mit Verunreinigungen und Abbauprodukten gesättigt, was dazu führt, dass sie den größten Teil ihrer Reinigungskraft verliert. Aus diesem Grund muss die Fullererde in regelmäßigen Abständen einem Reaktivierungsprozess unterzogen werden. Dies geschieht durch kontrollierten Verbrennungsprozess (Temperatur in den Säulen 600 - 900°C). Nach der Reaktivierung wird die Fuller-Erde wieder in ihren ursprünglichen Zustand versetzt. Die Reaktivierung kann bis zu 300 Mal wiederholt werden.



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

10

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

10

Sicherheitsmaßnahmen während des SITRAM® REG-Regenerationsprozesses

SIEMENS
energy

Um jederzeit eine optimale Sicherheit während des Ölregenerationsprozesses zu gewährleisten, werden die folgenden Maßnahmen ergriffen:

- **Doppelwandige Schläuche** mit Trockenkupplungen werden für die Zirkulation des Transformatoröls im Bypass-Modus verwendet
- **Elektromagnetische Ventile** sind an den vier Verbindungspunkten des Vor- und Rücklaufs installiert (2 Ventile am Transformator und 2 Ventile an der Regenerationsanlage). Diese Ventile sind an die zentrale Steuerung angeschlossen und werden durch Auslösen eines Alarms automatisch geschlossen

Im Alarmfall (Leckage in der Schlauchleitung oder in der Anlage) wird die Regenerationsanlage sofort in den Sicherheitsmodus geschaltet und die 4 elektromagnetischen Ventile werden sofort automatisch geschlossen.

- **Installation** von Luftfallen an den Transformatoranschlusspunkten. Diese stellen sicher, dass während des Ölregenerationsprozesses keine Luftblasen in den Transformatorkegel gelangen.



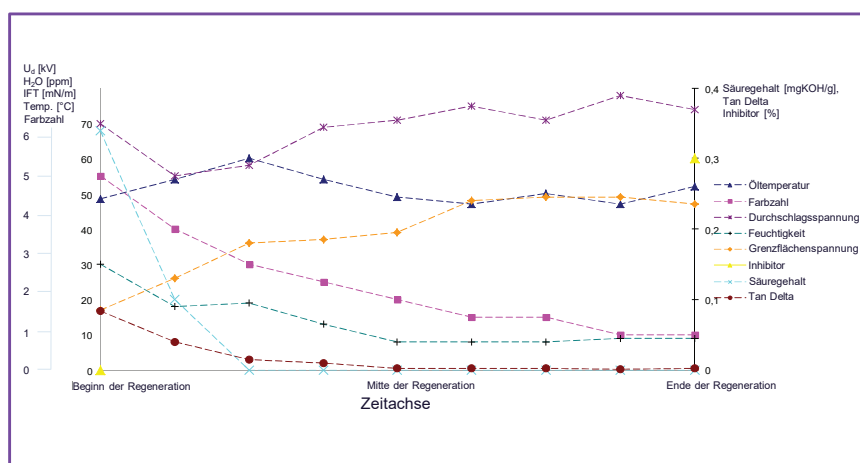
11

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

11

Typischer Prozess der Ölregeneration mit SITRAM® REG

SIEMENS
energy


- Während des Regenerationsprozesses werden sowohl das Isolieröl als auch die Zellulose gereinigt, weshalb es sehr wichtig ist, die Regeneration auch nach Erreichen der gewünschten Ölwerte fortzusetzen. Die Reinigung von Zellulose ist am effektivsten, wenn das Isolieröl sauber ist
- Je sauberer das Isolieröl ist und je länger die Regeneration mit sauberem Isolieröl fortgesetzt wird, desto effektiver wird die feste Isolierung gereinigt

12

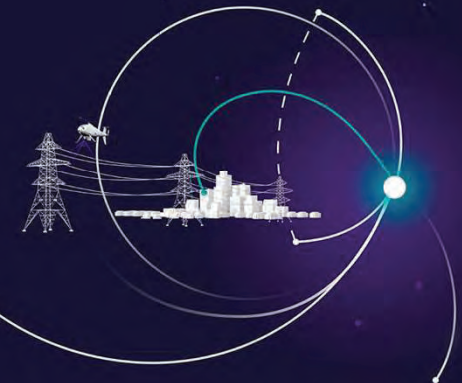
Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

12

SIEMENS
energy

Entfernung von korrosivem Schwefel in Öl mit SITRAM® REG



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke. Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

13

SIEMENS
energy

Gründe für das Problem mit korrosivem Schwefel in Isolierölen

Gründe für den korrosiven / potentiell korrosiven Schwefel in Isolierölen

Potenziell korrosive Schwefelverbindungen in mehreren neuen Transformatorölen zwischen den 90er und 2008 Grundsätzlich kann man sagen, dass zwischen den 90ern und 2008 fast jeder Hersteller ein oder mehrere Öle mit korrosiven Schwefel im Programm hatte und in Neu-Transformatoren eingefüllt hat.	Bildung von korrosivem / potentiell korrosivem Schwefel während einer unzulänglichen Transformatorenöl-Regeneration				
Die meisten dieser Öle enthielten die Schwefelverbindung Dibenzyldisulfid (DBDS)	Regenerierte Öle können eine oder verschiedene Arten von korrosiven Schwefelverbindungen nach der Behandlung enthalten, wie z.B. <table style="width: 100%; font-size: small;"> <tr> <td>Niedermolekularer Schwefel</td> <td>freier Schwefel, Mercaptane, Thiophen</td> </tr> <tr> <td>Hochmolekularer Schwefel</td> <td>Dibenzyldisulfid (DBDS), Benzothiophen, Disulfide</td> </tr> </table>	Niedermolekularer Schwefel	freier Schwefel, Mercaptane, Thiophen	Hochmolekularer Schwefel	Dibenzyldisulfid (DBDS), Benzothiophen, Disulfide
Niedermolekularer Schwefel	freier Schwefel, Mercaptane, Thiophen				
Hochmolekularer Schwefel	Dibenzyldisulfid (DBDS), Benzothiophen, Disulfide				
Solche Öle sind gemäß IEC 62535 potenziell korrosiv IEC 62535 ist als Entwurf seit 2007 - 2008 verfügbar und seit Oktober 2008 eine gültige Norm	Solche Öle sind korrosiv und / oder potentiell korrosiv gem. DIN 51353 (Silberstreifenfest), ASTM D 1275B und / oder potenziell korrosiv nach IEC 62535 und können DBDS gem. IEC 62697 im Bereich von 30 bis 400 ppm enthalten.				

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke. 14
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

14

Vorteile der mobile Ölregeneration von Siemens-Energy



Hochmoderne Regenerationsanlage mit bestmöglichem Design und mit der Fullererde von hohen katalytischen Eigenschaften

Die von Siemens Energy benutzte Mischung der Fullererde ist hochreaktiv mit allen Arten von korrosiven Schwefelverbindungen

Mit der SITRAM® REG - Technologie können die hochmolekularen und niedermolekularen Schwefel aus dem Öl entfernt werden

Mit Siemens SITRAM® REG kann der korrosive Schwefel nachhaltig entfernt werden und während des Regenerationsprozesses entsteht nachweislich kein neuer korrosiver Schwefel in der Anlage.

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

15

15

Argumente für die mobile Ölregeneration von Siemens-Energy



Auch im mobilen Labor vor Ort werden verschiedene Öltests durchgeführt. Wir testen prozessbegleitend Transformatoröle auf korrosiven und potentiell korrosiven Schwefel

Potentiell korrosiv
Vor der Regeneration



Test gem.
IEC 62535

Nicht korrosiv
Nach der Regeneration mit SITRAM® REG



Korrosiv
Vor der Regeneration



Test gem.
DIN EN 51353

Nicht korrosiv
Nach der Regeneration mit SITRAM® REG



Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

16

16

Argumente für die mobile Ölregeneration von Siemens-Energy im Vergleich zu anderen Technologien und Anlagen



Referenzprojekt zur Entfernung von hochmolekularem korrosiven Schwefel (DBDS)

Transformatoren hergestellt 2004, mit häufig eingesetzter Ölsorte, regeneriert mit Siemens SITRAM® REG

Transformator-Typ	Nennleistung	Öl-Volumen	DBDS Konzentration vor der Regeneration	DBDS Konzentration nach der Regeneration
Maschinentrafo	468 MVA	72.5 t	180 ppm	1.2 ppm
Hilfstransformator	12 MVA	9 t	143 ppm	1.0 ppm
Hilfstransformator	12 MVA	8 t	144 ppm	0.5 ppm

- Das Öl wurde vor der Regeneration gemäß IEC 62535 (Kupferstreifen- und Papiertest) oder ASTM D1275B (Kupfertest) auf mögliche Korrosion getestet
- Nach der Ölregeneration alle DBDS-Konzentrationen <5 ppm
- Konzentration von $\leq 0,5 - 1,2$ ppm, gemessen von einem unabhängigen Labor

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

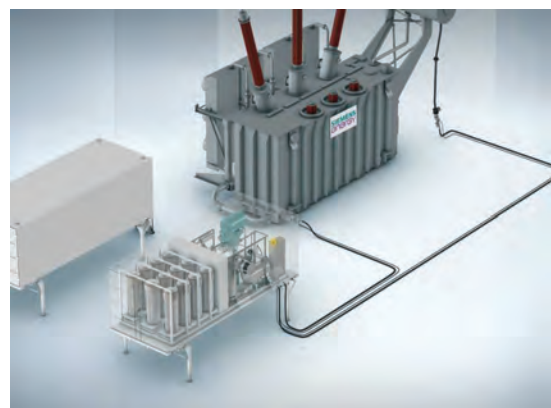
17

17

SITRAM® REG – Alle Vorteile auf einem Blick



- Verbesserung des Transformatoröls auf „neue Ölqualität“
- Langfristige **Verbesserung** des **Transformatorisolation-zustands** durch hervorragende und lang anhaltende Reinigungswirkung
- **Wirtschaftlicher** im Vergleich zum Ölwechsel
- Vollständige und lang anhaltende **Entfernung** von DBDS oder anderen aggressiven **korrosiven Schwefelverbindungen**
- Verringerung der Möglichkeit eines Transformatorausfalls - **Erhöhung der Zuverlässigkeit** alter Transformatoren
- Anwendung bei **in Betrieb** befindlichen Transformatoren - Online-Regenerationsprozess für Geräte mit einer Ölmenge von $\geq 0,5$ t
- **Mobile Lösung** - steht unseren Kunden am Installationsort des Transformators zur Verfügung



Aus technischer und wirtschaftlicher Sicht der optimale Prozess

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

18

18

SIEMENS
energy

Entfernung von Feuchtigkeit in Öl mit SITRAM® DRY



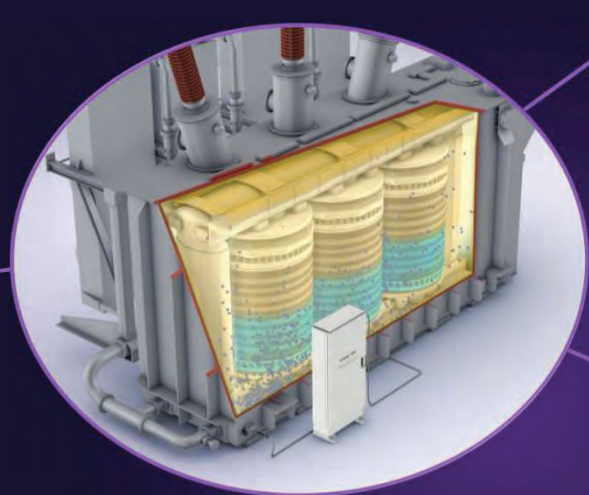
Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

19

SIEMENS
energy

Hauptgründe für Feuchtigkeit in Isolierölen von Transformatoren



Eintrag aus der Atmosphäre:

- Beschädigte Dichtungen
- Frei atmende Transformator

Restfeuchte in festen Dämmstoffen

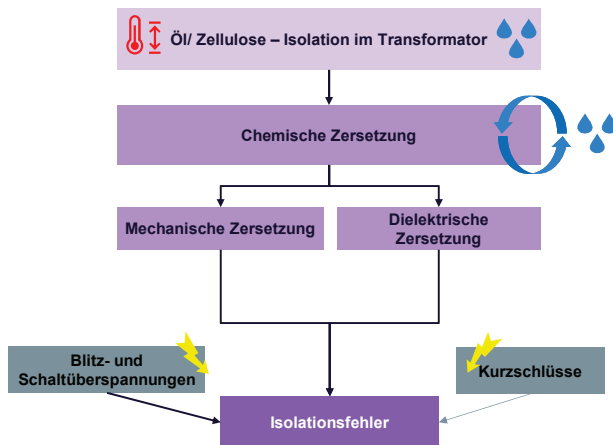
Nebenprodukt der Zellulosezerersetzung (Alterung)

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

20

Teufelskreis: Feuchtigkeit beschleunigt den Abbauprozess und Abbau führt zu Feuchtigkeit



- Hitze und Feuchtigkeit sind die Hauptursachen für den Abbau von Isolierpapier
- Während des Abbauprozesses des Isolierpapiers entsteht Wasser
- Feuchtigkeitseintrag aus der Umgebung kann durch das Konservierungssystem nicht vollständig vermieden werden.



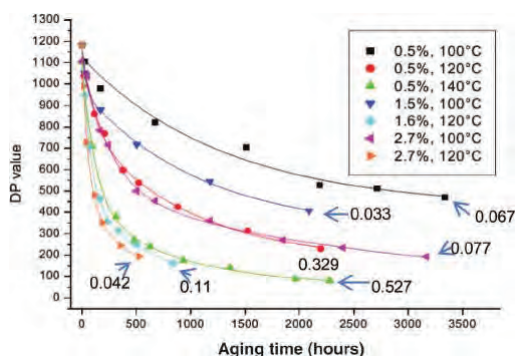
**Irreversible
Schäden am
Transformator
sind die Folge**

21

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

21

Die Feuchtigkeit der Zellulose-isolierung bestimmt das Ende der Lebensdauer des Transformators



Lelekakis, Nick & Wijaya, Jaury & Martin, Daniel & Susa, Dejan, (2014). The effect of acid accumulation in power-transformer oil on the aging rate of paper insulation. Electrical Insulation Magazine, IEEE, 30, 19-26, 10.1109/EMI.2014.6804738.

Jedes Prozent Feuchtigkeitszunahme in der Zellulose halbiert die zu erwartende Lebensdauer des Isolierpapiers.

Isolierpapier mit geringer Feuchtigkeit



Längere Lebensdauer des Transformators



Höhere Rentabilität

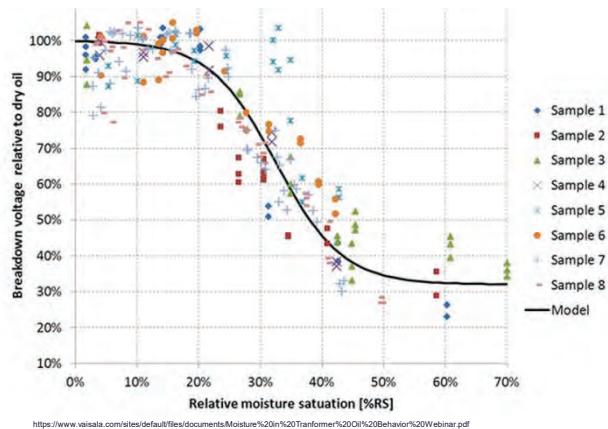
22

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

22

- Feuchtigkeit reduziert die Durchschlagspannung von Isolierölen sehr stark
- Dieses gilt insbesondere in höheren Lastbereichen bei erhöhter Temperatur

Die Durchschlagspannung hängt stark von der Konzentration der relativen Feuchtigkeit ab

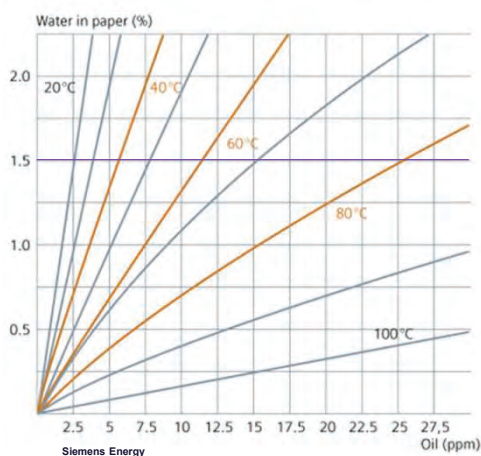


23

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

23

Etwa 98 % der Gesamtfeuchte befindet sich im Isolierpapier



Die Beurteilung der Gesamtfeuchte in einem Transformator ist stark abhängig von:

- Lokale Temperaturverteilung
- Transformator-Design
- Ob stationärer Lastbereich erreicht wurde

Die Gleichgewichtskurven auf der linken Seite lassen jedoch eine erste Annahme über den Wassergehalt im Papier zu.

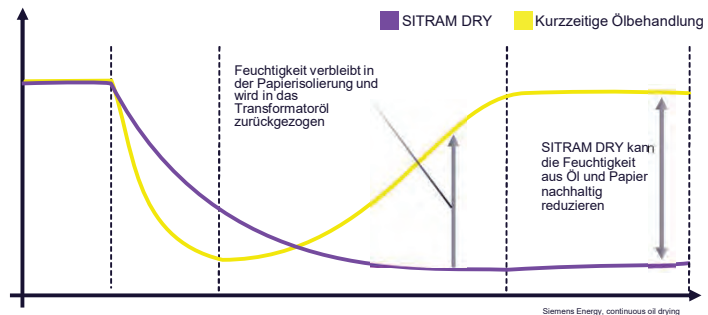
24

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

24

- ❑ Die durch Feuchtigkeit bedingte Durchschlagsspannung (IEC 60422 Grenzwerte) kann innerhalb weniger Tage wieder hergestellt werden
- ❑ Isolierpapier kann mit der Zeit getrocknet und die Alterungsgeschwindigkeit des Transformators erheblich reduziert werden
- ❑ Der gesamte Trocknungsprozess kann während des Transformatorbetriebs durchgeführt werden (online)

Vorteile von SITRAM DRY

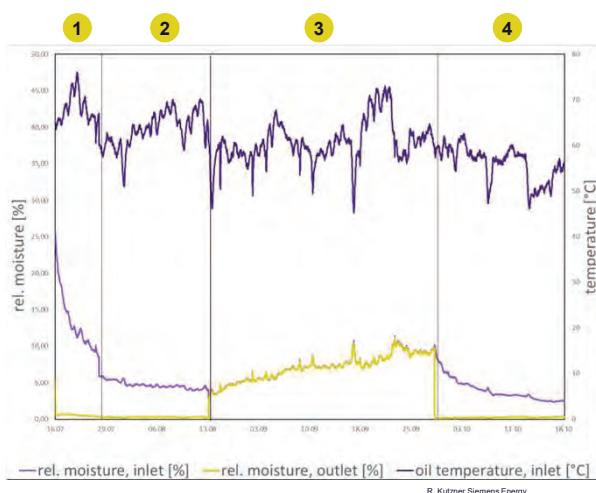


25

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

25

Beispiel einer kontinuierlichen Öltrocknung mit SITRAM® DRY



- 1 Die Feuchtigkeit im Öl konnte innerhalb der ersten Tage drastisch reduziert werden. Dies beeinflusst direkt die Durchbruchspannung.
- 2 Der Papiersolierung wird Feuchtigkeit entzogen. SITRAM® DRY trocknet jetzt Öl und Papier.
- 3 Bypass der Kartuschen (nur Messung)
→ Feuchtigkeit tritt aus der Zellulosedämmung zurück
- 4 SITRAM® DRY wieder in Betrieb genommen
→ Trocknung von Öl und Papier geht weiter

Eine zu kurze Öltrocknung ist nicht nachhaltig, da die Zellulosedämmung nicht getrocknet wird

26

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

26

Kontakt

Siemens Energy Global GmbH & Co. KG

Humboldtstr. 64
90459 Nürnberg
Deutschland

Wolfgang Isgör

Email: wolfgang.isgoer@siemens-energy.com

Vladislav Meschwinskij

Email: vladislav.meschwinskij@siemens-energy.com

Tel: +49 911 6505 6505

E-Mail: support@siemens-energy.com

Web: siemens-energy.com/tlm

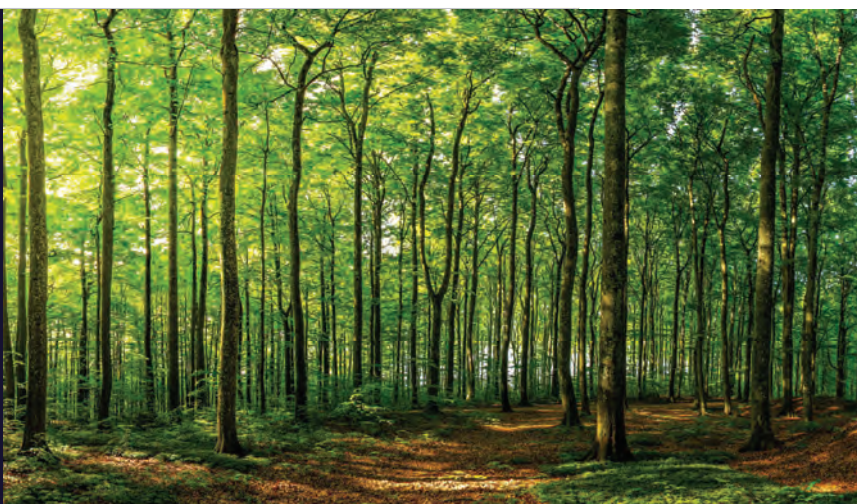


27

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

27

Zusammenfassung

SIEMENS
energy


Durch den Einsatz von SITRAM® REG und SITRAM® DRY als lebensdauerverlängernde Maßnahmen, können bis zu 4,5 metrische Tonnen CO₂ pro Jahr eingespart werden.

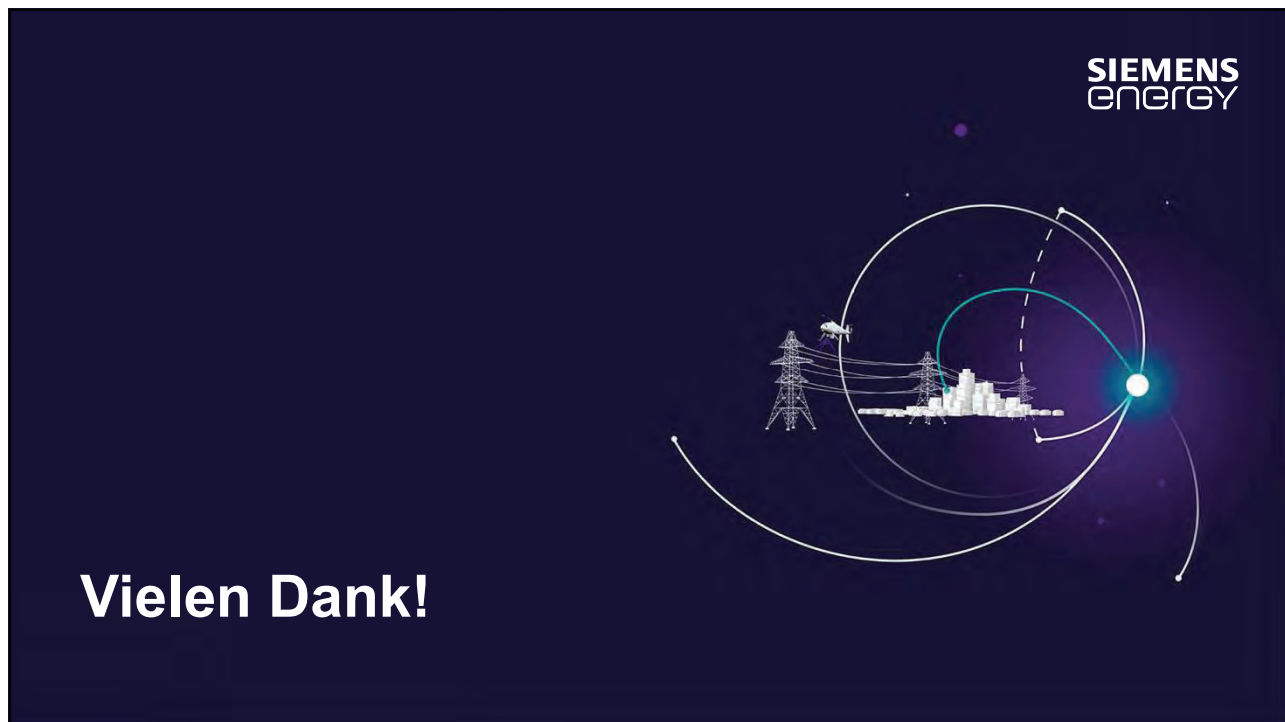
Dieses entspricht der Menge CO₂, die 360 ausgewachsene Buchen pro Jahr binden!

28

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

28



29

Disclaimer



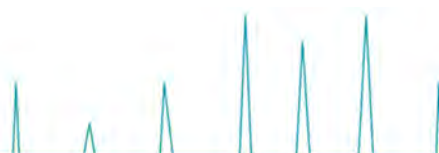
„Änderungen und Irrtümer vorbehalten. Die Informationen in diesem Dokument enthalten lediglich allgemeine Beschreibungen bzw. Leistungsmerkmale, welche im konkreten Anwendungsfall nicht immer in der beschriebenen Form zutreffen bzw. welche sich durch Weiterentwicklung der Produkte ändern können. Die gewünschten Leistungsmerkmale sind nur dann verbindlich, wenn sie bei Vertragsschluss ausdrücklich vereinbart werden.“

„Alle Erzeugnisbezeichnungen können Marken oder Erzeugnisnamen der Siemens Energy Global GmbH & Co. KG oder anderer Unternehmen sein, deren Benutzung durch Dritte für deren Zwecke die Rechte der Inhaber verletzen kann.“

Siemens Energy ist eine von Siemens AG lizenzierte Marke.

30
Frei verwendbar © Siemens Energy, 2022

30



HY-PRO-TDOS-Online - die umweltfreundliche Online Lösung zur Verlängerung der Lebensdauer Ihrer Transformatoren



Richard Linz ist geschäftsführender Gesellschafter der BFS – Braun Fluidservice GmbH mit Sitz in Hamm (Westfalen). Als CLS (Certified Lubrication Specialist – STLE) verfügt Herr Linz über langjährige Erfahrung im Bereich Fluidservice mit den Schwerpunkten Ölfiltration, Öltrocknung oder Revision kompletter Ölsysteme.

Notizen zum Vortrag

[illegible]

„HY-PRO-TDOS Online Trocknungsanlage“



Themenübersicht:

- Vorstellung BFS GmbH
- HY-PRO Online Trocknung



HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

1

Braun Fluidservice GmbH



Die **Braun Fluidservice GmbH** ist ein Dienstleistungsunternehmen im Bereich der Ölpflege mit Sitz in Hamm.

Unser Leistungsspektrum im Bereich Fluidservice zielt darauf ab, die Fluid-Verunreinigungen unter Kontrolle zu halten.

- Ölanalytik
- Abreinigung von Ölsystemen
- Systemoptimierung / Filtertechnik
- Schulungen / Schulungskonzepte / Consulting



HY-PRO

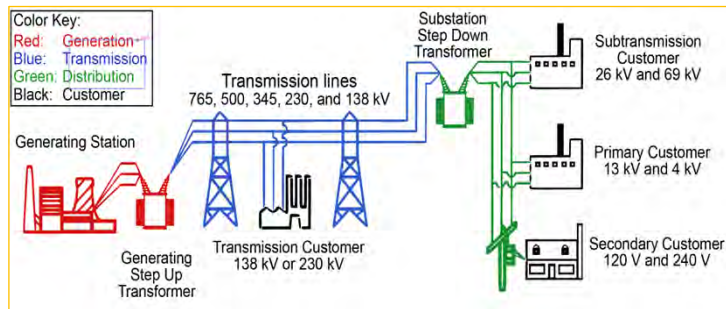
SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

2

Focus Punkt im Stromnetz



- Kraftwerke
- Bediener StepUp / StepDown Transformatoren
- Gemeinden
- Industrielle Anwender
- Dienstleistungsanbieter für Transformatoren
- Transformatorenhersteller
- Transformatoren OEMs



HY-PRO

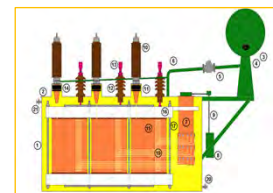
SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

3

Stellenwert des Transformators



- Neben Generatoren sind Transformatoren die wichtigsten und teuersten Teile des elektrischen Systems (Stromnetz).
- Ihre Herstellung geht mit langen Lieferzeiten einher
- Die Lebensdauer eines Transformators liegt üblicherweise bei 30 bis 50 Jahren
- Die meist verbreitete Bauform von Leistungstransformatoren sind Öltransformatoren
- **Diese Öl-Transformatoren sind unserer Fokus**



HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

4

Transformatoren *allgemein*



- Transformatoren kommen ohne bewegliche innere Teile aus
- Transformatoren sind rund um die Uhr in Betrieb und elektrischen, sowie mechanischen Lasten ausgesetzt
- Generell sind Transformatoren sehr zuverlässig und haben geringer Wartungsaufwand. Die durchzuführenden Wartungsarbeiten jedoch sind entscheidend. Bei Vernachlässigung drohen verkürzte Lebensdauer und/oder Ausfall
- Die Belastung (ausgehende Stromstärke) kann über einen Zeitraum von 24 Stunden sowie jahreszeitenabhängig stark schwanken
- Leistungstransformatoren sind die entscheidendsten Komponenten im Stromnetz, sind am kostspieligsten und sehr schwer zu ersetzen

HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

5

Transformatoren Öl *allgemein*



- Transformatoren Öl ist bei hohen Temperaturen stabil und hat exzellente elektrische Eigenschaften
- Die Ölmenge reicht von einigen Hundert Litern bis in die Zehntausende Litern
- Die beiden wichtigsten Komponenten der Transformatorisolation sind Zellulose und Öl
- Zusammengenommen bilden Öl und Isolation (Zellulose):
 - ein di-elektrisches Medium
 - ein kühlendes Medium
 - einen Schutz für Spule und Kern vor chemischen Einwirkungen
- Das Transformatoren Öl ist das wichtigste Mittel zur Wärmeabfuhr
- Verunreinigungen durch chemische Reaktionen, Ölalterung im normalen Betrieb
- Ölanalytik notwendig

HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

6

Rolle der Isolierung in einem Transformator



- Die beiden wichtigsten Komponenten in einem Transformator sind die **Isolierung aus Zellulose** und das **Öl**
- Die Zellulose-Isolierung ist das schwächste Glied eines Transformators
- Die Lebensdauer der Isolierung bestimmt die Lebensdauer des Transformators
- Die Zersetzung von Papier/Zellulose fängt an bei ca. 70°C
- Je höher der Wassergehalt, desto schneller die Zersetzung (Verlust mechanischer Festigkeit)
- Mehr als 98 % der Feuchtigkeit in einem Transformator ist in der Isolierung enthalten
- Wassergehalt in der Isolierung (Zellulose) regelt den Wassergehalt im Öl

HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

7

Hoher Wassergehalt im Transformatoren Öl



- Warum nicht einfach das Öl wechseln?
- Oder Offline-Vakuumaufbereitung durchführen?

- Beides bedeutet nur eine vorübergehende Lösung – Wasser gelangt aus dem Papier ins Öl
- 98 % des Wassers befinden sich in der Transformator-Isolierung
- Wassertransfer aus der Zellulose ins Öl ist ein langfristiger Prozess (Equilibrium)
- Löst nicht das Problem von Wasser in der Zellulose

HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

8

Entwässerungslösungen für Transformatoren Öl



- **Die Offline-Reinigung von Transformatoren Öl**
 - Die Offline-Reinigung von Transformatoren Ölen ist nicht anders als bei anderen Öl Anlagen
 - Reinigung von Transformatoren Öl in ein offline verfahren ist teuer wobei der Transformator **abgeschaltet** werden muss
 - Die Offline Reinigung trocknet aber *nicht* die Zellulose, *ausschließlich* das Öl
 - sehr kurzfristiger Effekt
 - schon nach kurzer Zeit wieder Wasser im Öl (Equilibrium)
- **Online-Reinigung von Transformatoren Öl bietet dabei eine bessere und wirtschaftlich günstigere Lösung**
 - HY-PRO TDOS Trocknungsanlage für Transformatoren Öle



“
SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE
”

9

HY-PRO TDOS Trocknungsanlage



- HY-PRO TDOS Trocknungsanlagen bieten eine Lösung zum Entzug von Wasser, Kontamination, Gase und Säure aus dem Transformator Öl und der Zellulose Isolierung und verlängert somit die Stand Zeit des Transformators
- HY-PRO TDOS Trocknungsanlagen bieten eine online und real time Überwachung der Parameter des Transformatoren Öls und sind außerdem ausgerüstet mit integrierten Sicherheitssystemen, wobei die Anlage im Notfall abgeschaltet wird und der Betreiber per E-Mail oder Text Nachricht über die vorhandene Situation informiert wird
- HY-PRO TDOS Trocknungsanlagen sind online zu betreiben und verfügen über ein weltweite patentiertes Verfahren, das in-seiner Art einzigartig ist und sind dadurch äußerst effektiv, zuverlässig, informativ, wirtschaftlich und sich einfach anwenden lässt



“
SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE
”

10

HY-PRO TDOS Trocknungsanlage

BFS 
Fluidservice



HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

11

HY-PRO TDOS Trocknungsanlage

BFS 
Fluidservice



HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

12

HY-PRO TDOS Trocknungsanlage



- Bewährte Sicherheitseinrichtungen, Mobil mit minimaler bedienungsaufwand
- Ölschlauch (doppelwandig) – Absperrventil – Drucksensoren – Pegelschalter
- Automatisches Abschalten und Trennen vom Transformator bei Störungen
- Betrieb bei allen Witterungsbedingungen
- Fernkommunikation - Datendownload und Fern-Neustart
- Zyklen für Analyse, Vakuum-Entgasen und Wasserentzug
- Kapazitätsstarke Filter zum entziehen von Wasser bis $\leq 2\text{ppm}$
- Wasserfilter werden täglich automatisch getrocknet. Nutzungsdauer der Filter bis 24 Monate
- Keine Auswirkung auf DGA des Öls in Analyse- und Wasserentzugszyklen

HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

13

Sicherheitssystem Schlauchverbindung



HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

14

TDOS Operating Menu




HY-PRO OPERATING MENU

SETUP / TEST

Auto Restart ON when flashing

COMMISSION HY-PRO

TREATMENT SETUP

DRAIN RELOCATE

RE-DRY FILTERS

DRAIN FULL

EXIT

CLEAR DATA MEMORY

SET REDRY START TIME

VALVE CHECK

TEST TEMP SENSORS

NEXT OPTIONS

EXIT

Analysis Enter Hours

24

CONTINUE TO NEXT SCREEN

EXIT

DEGAS OIL Enter Hours

0

CONTINUE TO NEXT SCREEN

EXIT

Water Filter Cycle Select ONE

24 HOUR CYCLE Faster DryOut

36 HOUR CYCLE Slower DryOut

HY-PRO will carry out the following - wait

Analysis 24

Degas 0

Filter Cycle 24




15

Webbasierte Remote Kommunikation




- Verbindung über Browser auf Smartphone; Tablette; Laptop; PC
- Überprüfen vom Betriebszustand und den Ölwerte in Real-Time
- Behandlungszyklen starten / stoppen / ändern
- Herunterladen aller Betriebsdaten
- Die Kommunikation erfolgt außerhalb des Unternehmensnetzwerks keine IT-Beteiligung
- Das WEB basierte System bietet die Möglichkeit für HY-PRO eine Remoteverbindung herzustellen und vollständige Diagnoseunterstützung zu bieten




16



Webbasierte Remote Kommunikation

HY-PRO

DRY-OUT SYSTEMS

Email: contactus@dryoutsystems.com

Download CSV

Alarm Information

System Time

17-Jan-2019 03:48:46

Current Cycle

Filtering Cycle

Analysis (Hrs)0

Vacuum Degas (Hrs)0

Filtering Cycle (Hrs)24

Relative Saturation (%)1.1

Oil Temperature (°C)5

Oil Water PPM0.3

Pressure 1 (Mbar)710

Pressure 2 (psi)49

Pressure 3 (psi)40

Pressure 4 (psi)10

*Dielectric - 1.0mm (Kv)39.6

*Dielectric - 2.5mm (Kv)84.1

System Uptime (days)79.19

CSV File Full (%)1.39

Omron PLC CommsGood

Cellular Signal StrengthFair

Trojan Stop / Reset

Trojan Start

Email Test

Clear CSV Data

Historical

Start: 2019-01-10 15:38

End: 2019-01-17 15:38

Adx

Date

Tag

Action/Date

User/Act

Description

29/10/2018 23:17:49

Alarm_30

RTN (0.30.10.2018 01:54:59)

Home screen

HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

17

Webbasierte Remote Kommunikation

HY-PRO

DRY-OUT SYSTEMS

Phone (New Zealand)+64 3 36 555 33

Emailcontactus@dryoutsystems.com, fault@dryoutsystems.com

All faults should be communicated to Trojan DryOut Systems immediately for our interest

Alarm #

Information

Sitting Idle

Trojan - Power back on - (Home Page screen) - If the power supply is interrupted during normal operation, when the power has returned the PLC returns to the start up or home page screen and sends the alarm that the power has been returned to the Trojan.

Alarm # 1

Heating contactor locked on - If at any time during the Filter Re-Dry process the oil temperature goes above the pre-set level, the Trojan will automatically move to a continuous filtering cycle. This stops the Trojan over heating by continuously flowing oil through the Trojan from the transformer. Before stopping check that the contactor is jammed on, and turn off with the main switch before repairing.

Alarm # 2

Low P2 pressure - P2 is the pressure in psi of the filter tank. If the pressure drops below the pre-set value of 30 psi for 60 seconds the Trojan will shut down. Check that the pump is operational. If pump is operational a lack of inlet oil supply could be the cause. Check the Inlet oil supply valves are working and open. Check the operation of V1,V2 and V3 solenoid valves, the Dark Blue Inlet valve on the Trojan is open, the valve on the transformer is open, and the Orange safety valve is opening on the Inlet line.

Alarm # 3

Sump level switch activated - The Trojan has an oil leak detection level switch mounted beside the vacuum pump in the Sump. If the Trojan leaks oil it will collect in the sump and trigger the Oil Leak Switch and stop the Trojan.

Alarm # 4

Hi P1 - Insufficient Vacuum - If the vacuum pump does not create the correct level of vacuum in the nominated time this fault screen will appear. Either the vacuum pump is not working properly, valve V9 is not opening, or there is an air leak into the Trojan through the vacuum line of trap tank drain valves.

Alarm # 5

Continuous Over Vacuum - If the vacuum pump creates a vacuum greater lower than the pre-set value for the nominated time this fault screen will appear. Valve 10 is not opening to allow air to enter the Trojan. Check the operation of valve V20.

Alarm # 6

Low P1 - Excess Inlet Suction - If during normal operation suction on the inlet hose becomes too great for a period of time the Trojan will shut down. This may be caused by either the transformer valve being closed, or the Orange safety isolation valve not opening. Another reason may be that the valve between the conservator and the main tank on the transformer may not be open, creating a vacuum on the main tank and overfilling the conservator.

HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

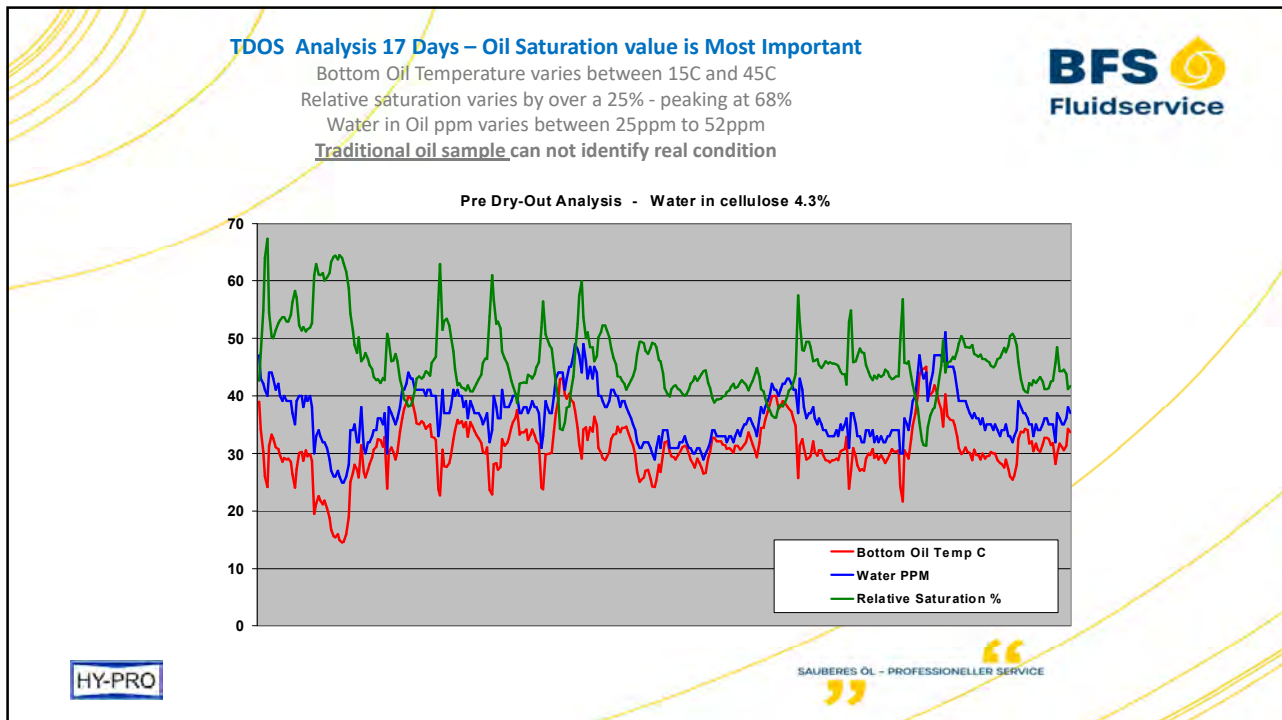
18

powered by
ENERGY SUPPORT

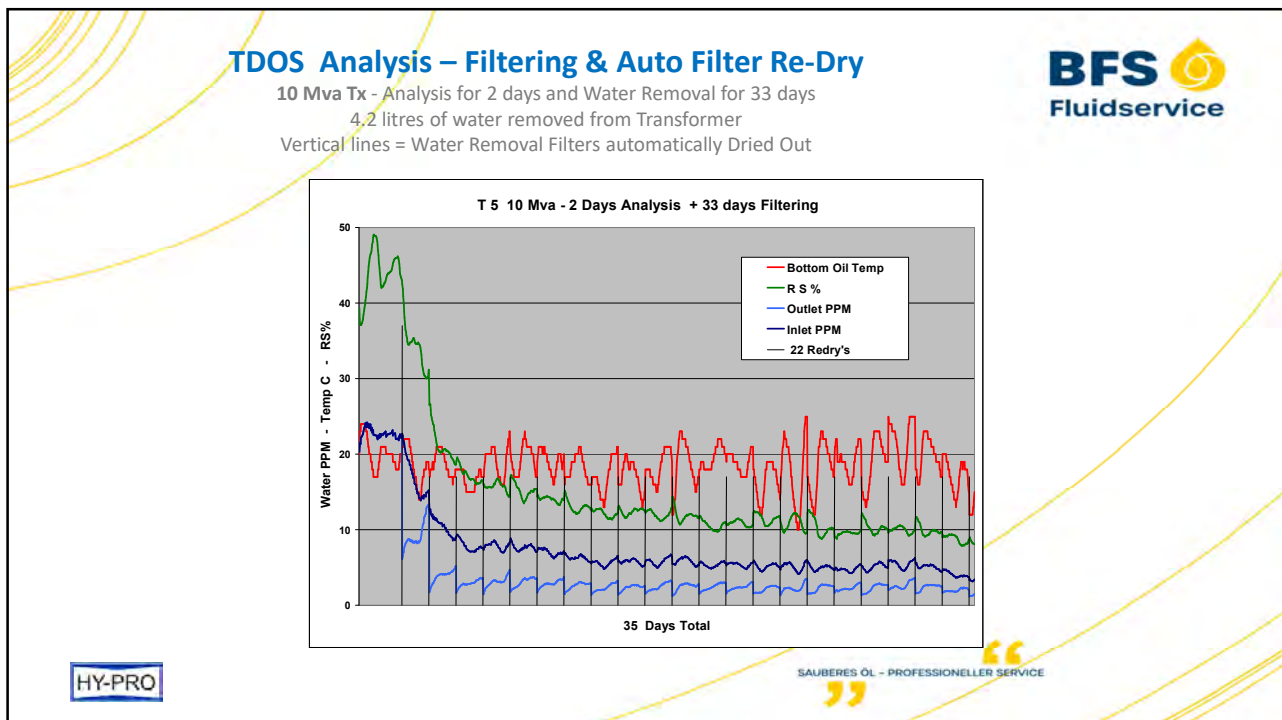
IfES

Hitachi Energy

204



19



20

Beispiele Aufstellung USA / Europa



HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

21

Vorteile der HY-PRO TDOS Trocknungsanlage



- HY-PRO Online Trocknungssysteme machen die Aufbereitung des Transformatoren Öls auf „nahezu Neu Öl Qualität“ möglich
- Langfristige Verbesserung des Zustands der Transformatorenisolierung durch ausgezeichneten und lang anhaltenden Reinigungseffekt dadurch weniger Ausfälle von Transformatoren und somit verbesserte Zuverlässigkeit alter Transformatoren
- Wirtschaftlicher als Ölwechsel und auf dem Markt vorhandene Offline Reinigung Systeme
- Entfernung aggressiver korrosiver Verunreinigungen sowie Regenerationsprozess für die Trocknungselementen in der Anlage
- Online – Selbstständig – Sicher – Preis-Leistungsverhältnis

HY-PRO

SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE

22

HY-PRO TDOS Trocknungsanlage



Das einzige System mit diesen Funktionen

- Analyse von Wasser in Öl und Papierisolierung
- Entgasen des Öls nach Bedarf
- **Automatische Filtertrocknung**
- Patentiertes Verfahren
- Online Daten Überwachung
- Sehr geringe Verwendung von Verbrauchsgütern



HY-PRO

“
SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE
”

23

ANSPRECHPARTNER



Richard Linz

Certified Lubrication Specialist

Telefon +49 (0) 2381 9434872

Mobil +49 (0) 176 44416652

E-Mail rl@bfs-fluidservice.de



HY-PRO

“
SAUBERES ÖL - PROFESSIONELLER SERVICE
”

24

Equipment für die Transformatorenölanalyse



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

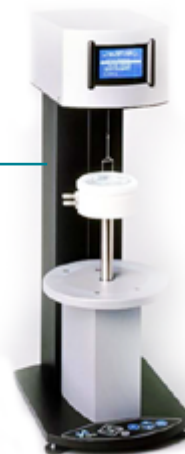
TOP TOGA

- 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 Transformatorenöl.

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



Fachgebiet

Hochspannungstechnik und Asset Management

Schering-Institut

Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

Leistungsangebot

- Beratung und Gutachten im Bereich der Hochspannungstechnik
- Begutachtung von Schäden an Hochspannungskomponenten (Transformatoren, Kabel, GIS, Motoren/Generatoren)
- Hochspannungsprüfungen von Geräten und Isolierstoffen
- Unterstützung bei Entwicklungsprojekten
- Prüfung von Isolierstoffen für Motoren (e-Mobility)
- Kolloquien und Seminare

Technische Ausstattung

- Prüfquellen:
 - Stoßspannung 3 MV, 300 kJ
 - Wechselspannung 800 kV, 1A, 50 Hz
 - Stoßstrom 200 kA, 300 kW
 - Gleichspannung 800 kV, 100 mA
- Geschirmte Räume für Teilentladungsmessung und Teilentladungsortung
- Klimatisierte Messzellen für dielektrische Untersuchungen an flüssigen und festen Isolierstoffen
- Verlustfaktormesseinrichtungen: bei Hochspannung (50 Hz) und Niederspannung (10 Hz - 100 kHz)
- Nachbildung direkter und indirekter Effekte von Blitzentladungen
- Dauerversuchsstände für Materialuntersuchungen mit hohen Losgrößen
- Anlagen zur Herstellung von Prüfkörpern mit Kunststoffpressen, Extrudern und Harz-Gießanlage
- Umfangreiches Labor zur Analyse von Isolierflüssigkeiten sowie von gelösten und ungelösten Gasen



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

TLM Konferenz 2022

15. Transformer Life Management Konferenz

19. & 20. Sept. 2022

The Monarch Hotel
Bad Gögging

siemens-energy.com/tlm



Siemens Energy Transmission Service for Transformers nimmt an der TLM 2022 als Goldsponsor teil.

Transformatoren und deren Lebenszyklus sind für Sie ein wichtiges Thema? Sie fragen sich, wie Transformatoren länger am „Leben“ erhalten werden können und wie Sie die Qualität des Informationsträgers Öl erhöhen?

Unser Kollege Wolfgang Isgör wird diese und weitere Fragen zum Thema Transformer Lifecycle Management auf der TLM Konferenz 2022 während seiner Präsentation zum Thema Ölregeneration erläutern.

Darüber hinaus stellt unser Team auf der Messefläche alle Services der Siemens Energy rund um den Transformator vor.

15. Transformer Fachtagung

Im Mittelpunkt der Konferenz stehen zuverlässiger Transformatorbetrieb und optimierte Wartung sowie effektive und effiziente Lösungen für eine lange Lebensdauer, hohe Betriebssicherheit und reduzierte Wartungszeiten und Ausfälle von Transformatoren.

Das Programm umfasst Fachvorträge, praxisorientierte Workshops, sowie eine Fachausstellung mit weiteren Fachfirmen aus der Branche.

Die Referenten sind u. a. Betreiber, Hersteller und Entwickler, die gerne Ihre Erfahrungen teilen, sowie

Wissenschaftler, die den aktuellen Stand der Forschung und Technik im Bereich Diagnose und Materialforschung präsentieren.

Themen sind unter anderem Isolierstoffe, Diagnoseverfahren und deren Interpretation, kontinuierliche Überwachung, Zustandsbewertung und Asset Management Methoden, aktuelle Entwicklungen im Energiesektor sowie Forschung und Entwicklung.

Die praxisorientierten Workshops bestehen aus den folgenden Themenblöcken:

- Neues aus Gremien und Normen
- Zustandsdiagnose
- Assetmanagement
- Nachhaltigkeit
- Aktuelles aus Forschung und Entwicklung

Melden Sie sich an unter
www.tlm-konferenz.de

Published by © 2022 Siemens Energy

Transmission Service
Humboldtstr. 64
90459 Nürnberg

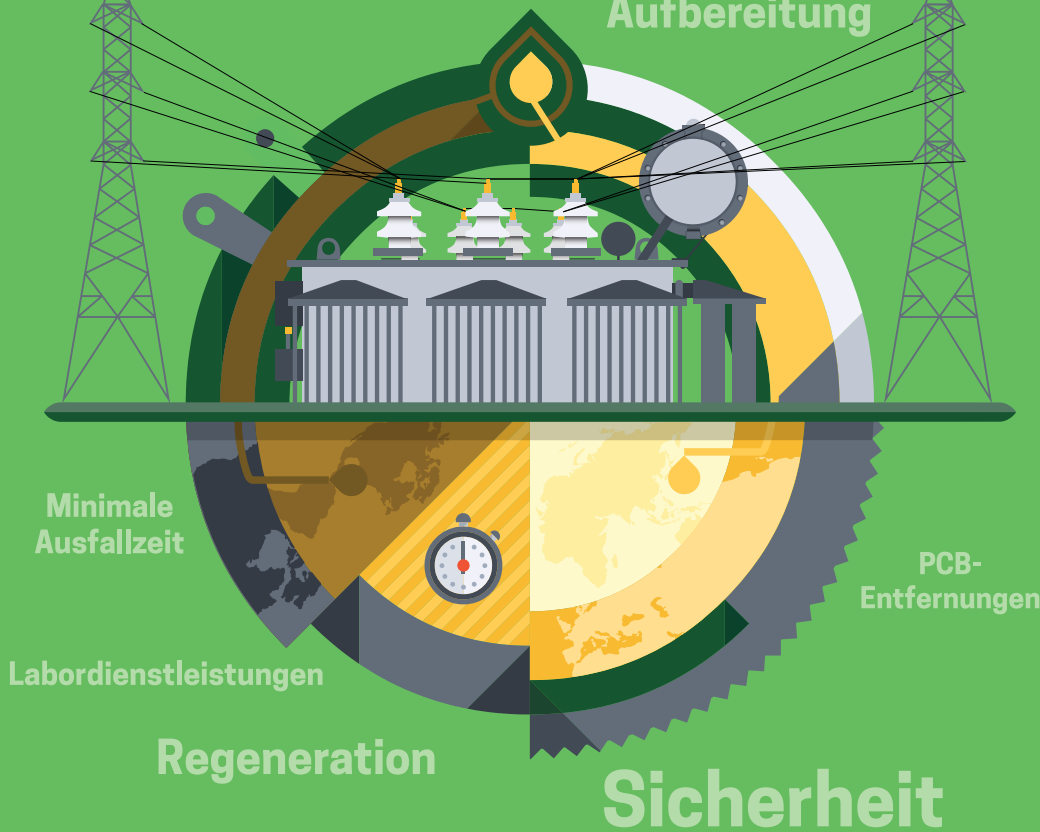
Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

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.

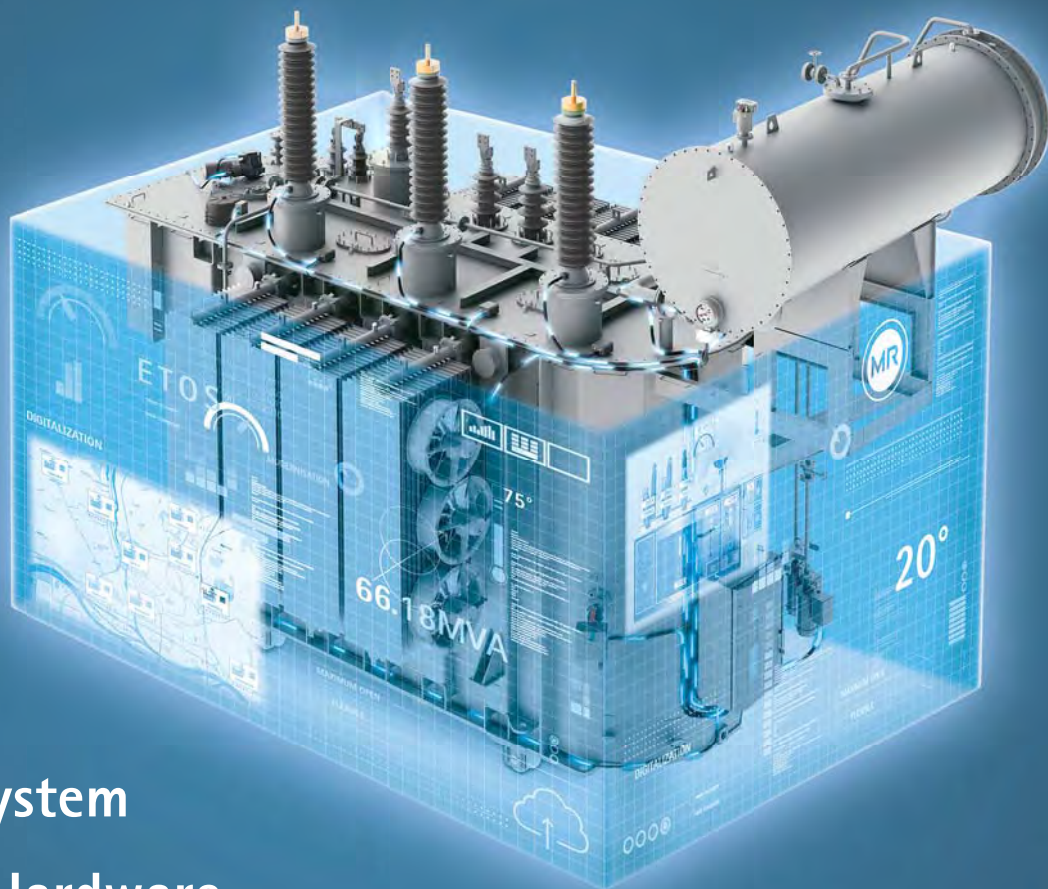
ETOS®

EIN ZENTRALES STEUER- & ÜBERWACHUNGSSYSTEM



ETOS® – ein System für alle Transformatoren

- Modular, kann einfach anwendungsspezifisch eingerichtet werden
- Kompatibel mit allen Arten und Typen von Sensoren



EIN System

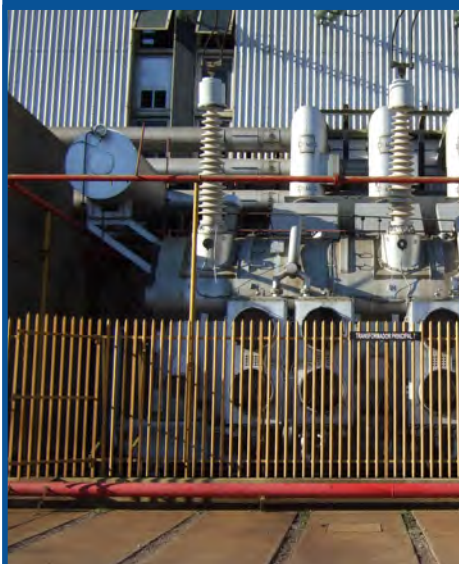
EINE Hardware

EINE Software

EINE Nutzeroberfläche

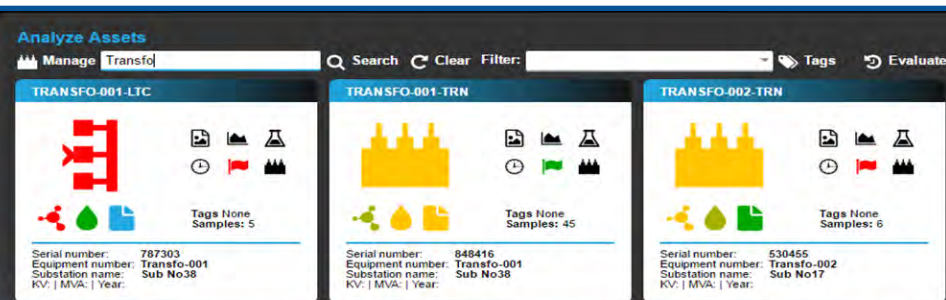
... umfasst **ALLE** Funktionen am Transformator.

... liefert Handlungsempfehlungen,
KEINE unbewerteten Daten.



ALTANOVA

A DOBLE COMPANY



ALTANOVA und **Techimp Germany** bieten Ihnen ein umfassendes Produkt- und Leistungsportfolio zur Zustandsbewertung und -überwachung von Transformatoren, aber auch allen anderen Betriebsmitteln in Verteil- und Übertragungsnetzen.

Wir sind für Sie da, um Sie mit unseren Diagnosegeräten, Monitoringsystemen, Dienstleistungen, Schulungen und Expertenwissen in allen Belangen rund um das Thema „Transformator“ zu unterstützen.

Wir bieten Ihnen:

- ♦ Zustandsdiagnosen
OFFLINE - im abgeschalteten Zustand,
ONLINE - während des laufenden Betriebes.
- ♦ Monitoringsysteme zur permanenten Überwachung relevanter Fehlerindikatoren und Betriebsparameter.
- ♦ Mess- und Prüfgeräte zur zuverlässigen Zustandsanalyse von Durchführungen, Wicklungen, Kern, Öl, etc.
- ♦ Untersuchungen zur Ermittlung von Ausfallursachen.
- ♦ Beratungs- und Schulungsdienstleistungen

Besuchen Sie unseren Stand in der Fachausstellung der TLM Konferenz 2022

oder kontaktieren Sie uns unter

Techimp Germany GmbH

Bahnhofstraße 76

31691 Helpsen

Tel: +49 (0)5724 399740 0

E-Mail: mhesse@doble.com



Doble M7100
All-in-one Analyzer



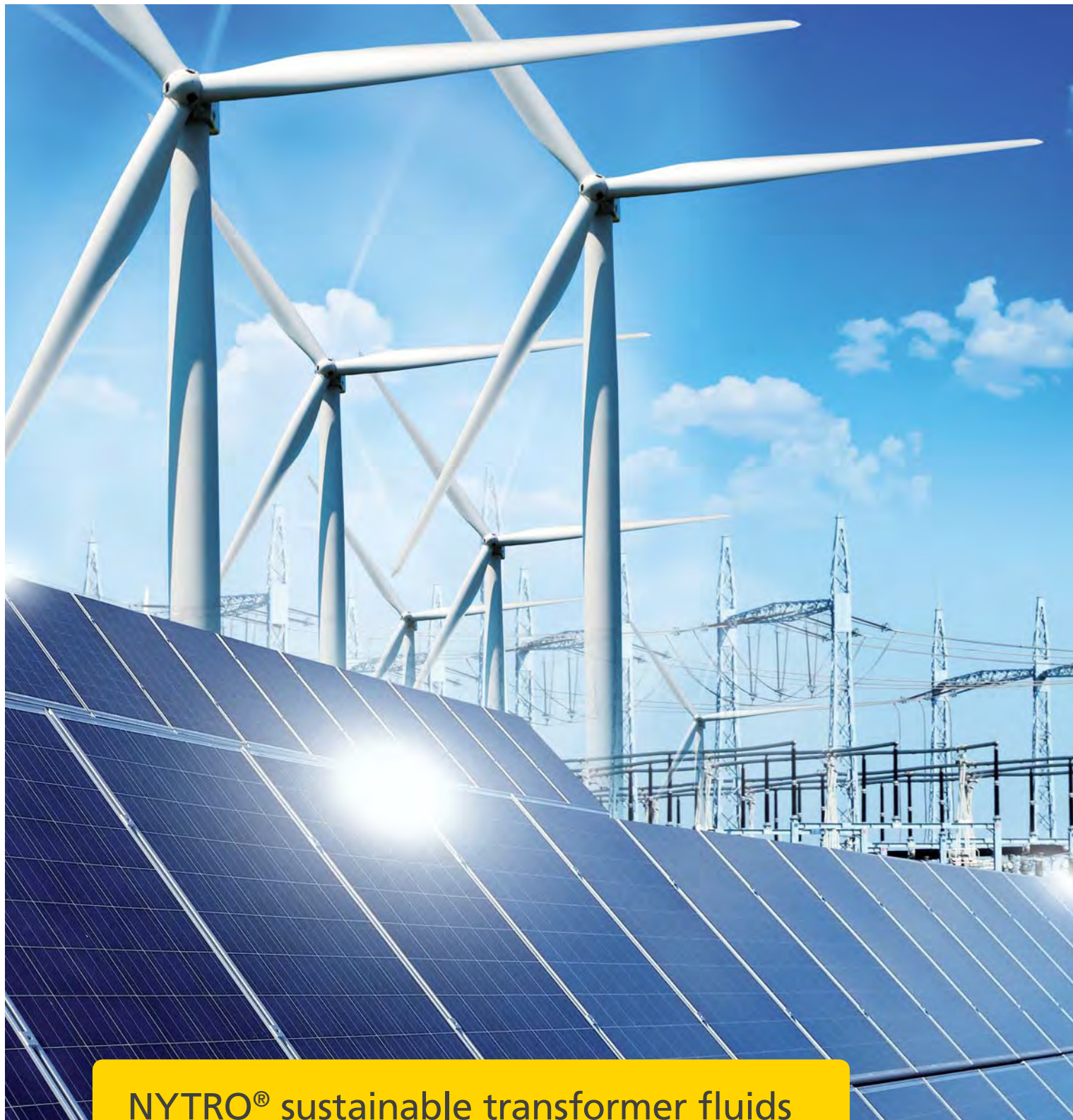
Doble M4100
HS-Prüfgerät



MYRKOS
Portables Gas-in-Öl
Analysegerät



AQUILA™ Portables
TE-Messgerät



NYTRO® sustainable transformer fluids Empowering renewable energy

Nynas offers the widest range of transformer fluids in the market, developed to handle just about every climate, design and operating condition. NYTRO® insulating fluids are available as inhibited and uninhibited grades of premium quality and meet all national and international specifications. For a bio-based, sustainable and high-performance solution, NYTRO® BIO 300X is the optimal choice.

Contact Nynas GmbH, Germany: +49 2173 59694-40 or Nynas AB, Sweden: +46-8-602 12 00
www.nynas.com/en/product-areas/transformer-oils





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.

Ihr Trafo in guten Händen

Monitoring und Diagnose ihrer HS-Transformatoren /
Zustandsbewertung von Isolation und Durchführungen /
Consulting / Schulungen vor Ort



BUSHINGS

- Isolations-Monitoring
- TanDelta/C-Veränderung
- Zeigerdiagramme/Alarmer

PARTIAL DISCHARGE

- Online TE-Monitoring
- PRPD Pattern-Darstellung
- TE-Lokalisierung

DRY TYPE

- Online TE-Monitoring
- Windungsschlüsse
- Lokalisierung, Heissstellen



Ihr Ansprechpartner:

Dr. Detlef Hummes

E3-H Euro Enterprises Engineering Hamburg GmbH

Tel : + 49 176 72 9655 82



www.pdservice.com

TRANSFORMERS GO GREEN

Unsere Zielsetzung:
Reduzierung des CO₂-Fußabdrucks



Den größtmöglichen Benefit für unsere Umwelt erzielen
wir gemeinsam in einem Lieferkettenverbund



Nynas' nachhaltige
Transformatoröle



Design & Produktion

ENDPRODUKT



Elektroband
bluemint® powercore®

KOMPONENTEN



Stufenschalter
für Smart Transformers

www.reinhausen.com
www.nynas.com
www.thyssenkrupp.com
www.sgb-smit.com



TRAFOEXPERT

... damit Ihr Trafo richtig brummt!

Wartung und Instandsetzung

Erstbefüllung und Aufrüstung von Transformatoren

Öl-Wechsel, -Aufbereitung, -Regeneration, -Entgasung

Nachrüstung – Umbau – Ölauffangwannen

Ankauf – Verkauf

Fach- und umweltgerechte Verwertung – Entsorgung

Elektrische Messungen

Thermographie

ALLES AUS EINER HAND

Wir sind für Sie da.

Telefon +49 40 5009108 0 · www.trafoexpert.de





Since more than 60 years the EMB GmbH has been developing and producing reliable protection devices for liquid filled transformers, tap changers and choke coils in Germany. We aspire to fulfill and to exceed the continuously increasing safety requirements of our customers in more than 100 countries.

NEW *EMB* PROTECTION FOR HERMETIC SEALED TRANSFORMERS

HERMETIC TRANSFORMER SWITCH HTS

Gas formation monitoring

- reliable switching system
- individual contact setting
- function test during operation by means of test button
- 4M6 resistance

Pressure controlling

- permanent control of overpressure
- up to 2 independent switching points selectable

Temperature evaluation

- continuous oil temperature monitoring
- easy integration in the monitoring system



PRESSURE SWITCH DS

- permanent control of overpressure
- available as single or double version
- up to 2 independent switching points
- easy installation by means of M12x1 connector system



Save the Date

TLM 2023



18. - 19. September
Mercure Hotel Maininsel
Schweinfurt