

Temperaturabhängigkeit des dielektrischen Verlustfaktors

Explosionsgefahr bei thermischem Runaway

Der Isolationszustand ist ein wichtiger Aspekt für die Betriebssicherheit von Leistungstransformatoren, Generatoren, Kabeln und anderen Hochspannungseinrichtungen. Deshalb besteht bei Transformatoren mit einem hohen Feuchtigkeitsgehalt ein großes Risiko bei höheren Lasten: Ein »thermischer Runaway« kann bei zu hohen Temperaturen zu Explosionen bei Durchführungen und Kabeln mit hohem dielektrischen Verlustfaktor führen.

Ein gebräuchliches traditionelles Verfahren zur Messung der Isolation prüft die Kapazität und den Verlust- bzw. Leistungsfaktor bei 50/60 Hz. Diese Prüfungen werden normalerweise bei 10 kV und Betriebstemperatur durchgeführt; es gibt jedoch auch Prüfungen mit variabler Spannung (Kippspannung) sowie Prüfungen, bei denen der »tan δ« über die Temperatur gemessen wird. Die Analyse basiert auf historischen Statistiken und dem Vergleich mit Werksdaten. Da die Isolationseigenschaften temperaturabhängig sind, muss für Messungen, die nicht bei 20 °C durchgeführt werden können, ein Temperaturausgleich verwendet werden. Das übernimmt normalerweise ein vordefinierter Tabellenwert innerhalb einer bestimmten Geräteklasse (Tafel 1). Typische Temperaturkorrekturwerte sind in Bild 1 dargestellt.

Es ist offensichtlich, dass sich die gegebenen Werte den Richtlinien nur annähern. IEEE 62-1995 [1] stellt daher fest: »Da die Leistungsfaktoren auch < 0,5 % (20 °C) sein werden, können Leistungsfaktoren zwischen 0,5 und 1,0 % (20 °C) akzeptiert werden; Leistungsfaktoren > 1,0 % (20 °C) sollten jedoch unbedingt nachgeprüft werden.«

Dielektrische Frequenzganganalyse

Im Jahr 1995 wurden die ersten Vor-Ort-Geräte für die Dielectric Frequency Response (DFR) bzw. die Frequency Domain Spectroscopy (FDS) an Transformatoren, Durchführungen und Kabeln eingeführt [2]. Seither gab es zahlreiche Weiterentwicklungen in diesen leistungsfähigen Technologien. Inzwischen erklären mehrere internationale Projekte und Berichte die dielektrische Frequenzantwortanalyse zur besten Methode zur Beurteilung des Feuchtigkeitsgehalts von Leistungstransformatoren [3;4].

Bei DFR-Prüfungen werden die Kapazität und der Verlust- bzw. Leistungsfaktor gemessen. Messprinzip und Aufbau sind vergleichbar mit der Prüfung bei 50/60 Hz, jedoch werden die Isolationseigenschaften im Bereich von mHz bis kHz gemessen. Die Ergebnisse werden als Kapazität bzw. als »tan δ« bzw. Leistungsfaktor über der Frequenz dargestellt. Der Messaufbau ist in Bild 2 zu sehen. Bild 3 stellt die Ergebnisse dar.

Die Fähigkeit der FDS-Messungen, den dielektrischen Verlustfaktor als eine Funktion der Frequenz zu messen, gibt dem Anwender ein sehr leistungsfähiges Werkzeug zur Diagnoseprüfung in die Hand. Die beiden Kurven in Bild 4 stellen zwei Transformatoren dar. Beide haben den gleichen dielektrischen Verlustfaktor bei 50/60 Hz, aber einen sehr unterschiedlichen Alterungszustand. Transformator 1 (rot) hat gutes Öl, muss aber getrocknet werden. Transformator 2 (schwarz) hat einen geringen Feuchtigkeitsgehalt, benötigt aber einen Ölwechsel oder eine Ölaufbereitung.

Durchführungsdiagnosen

Die Alterung von Hochspannungsdurchführungen ist ein zunehmendes Problem – sowohl für Hersteller



Dr. **Peter Werelius**, Application & Product Manager, Megger GmbH, Oberursel, und M. Sc. EE **Matz Öhlén**, Product Marketing Manager, Megger Sweden AB, Täby/Schweden.

Tafel 1

	typische Leistungsfaktorwerte bei 20 °C		
	neu	alt	Warngrenze
Leistungstransformatoren, ölisoliert	0,2 – 0,3 %	0,3 – 0,5 %	> 0,5 %
Durchführungen	0,2 – 0,3 %	0,3 – 0,5 %	> 0,5 %

Tafel 1. IEEE 62-1995: typische Leistungsfaktormesswerte bei 20 °C

als auch für Energieversorger. Um solche durch Alterung hervorgerufene Durchführungsprobleme zu entdecken, bevor sie zu schwerwiegenden Ausfällen führen, können verschiedene Methoden eingesetzt werden. Dazu gehören in erster Linie die Online-Überwachung und die Offline-Diagnosemessungen [6;7].

Das herkömmliche 50/60-Hz-Prüfen des dielektrischen Verlustfaktors bzw. Leistungsfaktors kann einen wichtigen Hinweis auf den Alterungszustand bzw. auf den Grad der Feuchtigkeit liefern, besonders dann, wenn das Prüfen bei verschiedenen Temperaturen durchgeführt wird (Bild 5). Ein erhöhter dielektrischer Verlustfaktor bei höheren Temperaturen ist ein sicheres Zeichen für Probleme in der Durchführung. Diese Probleme können im schlimmsten Fall zu einer Explosion führen – verursacht durch den »thermischen Runaway«: Ein hoher dielektrischer Verlustfaktor bei höheren Temperaturen führt zur Erhitzung der Durchführung. Dadurch erhöhen sich wiederum die Verluste und verursachen zusätzliche Erhitzung. Diese Spirale kann sich bis zur Explosion fortsetzen.

Die DFR-Messungen und Analysen samt Modellierung des Isolationssystems beziehen die Temperatur mit ein. Eine neue, zum Patent angemeldete Vorgehensweise besteht darin, die DFR-Messungen durchzuführen und deren Ergebnisse in den dielektrischen Verlustfaktor bei 50/60 Hz als Funktion der Temperatur umzuwandeln. Diese Technik bietet viele Vorteile, z. B. eine erhebliche Vereinfachung und Abkürzung des Messverfahrens. Anstelle des zeitintensiven Erhitzens und Abkühlens der Durchführung und mehrerer Messvorgänge bei verschiedenen Temperaturen wird eine DFR-Messung durchgeführt und die Ergebnisse in »tan δ «-Werte für 50/60 Hz als Funktion der Temperatur umgewandelt.

Bei DFR-Messungen an Durchführungen liefert diese Technik Ergebnisse, wie sie in Bild 6 dargestellt sind. Zwei Durchführungen, »i. O.« und »schlecht«, werden mit den Werten des Herstellers verglichen. Bei der »schlechten« Durchführung wird eingeschätzt, dass sie einen Feuchtigkeitsgehalt von rd. 4 % hat. Sie sollte deshalb als »gefährdet« betrachtet werden.

Temperaturkorrektur

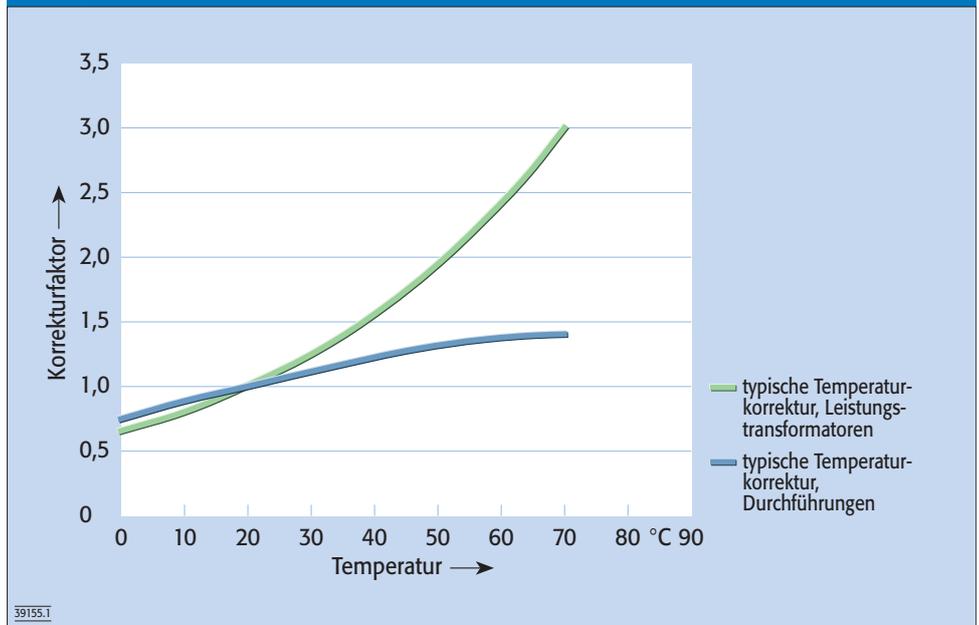


Bild 1. Typische Temperaturkorrekturen des dielektrischen Verlustfaktors

Prüfaufbau

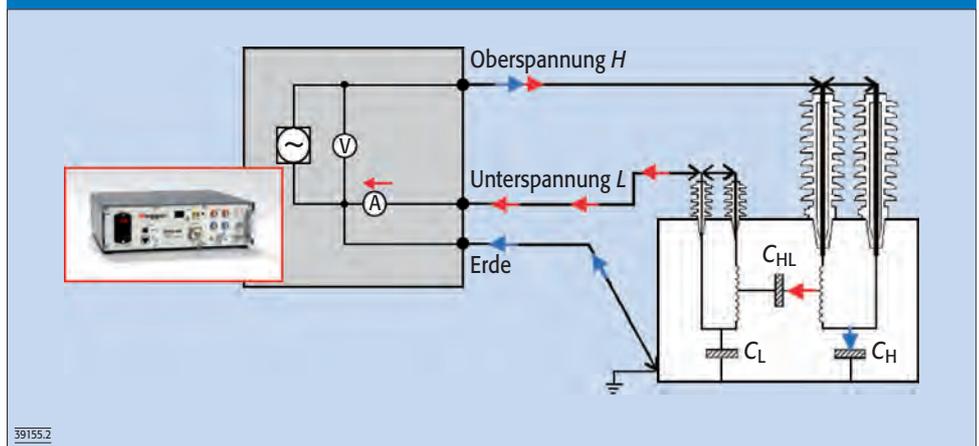


Bild 2. DFR/FDS-Prüfaufbau

»tan δ «-Messung

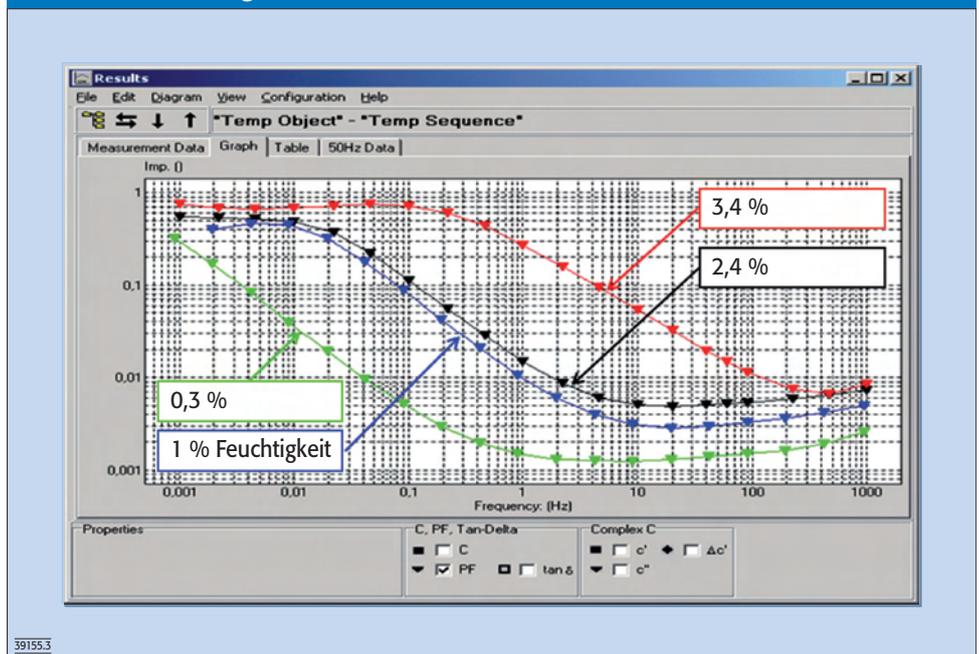


Bild 3. DFR/FDS-»tan δ «-Messungen an verschiedenen Transformatoren

Feuchtigkeitsanalyse

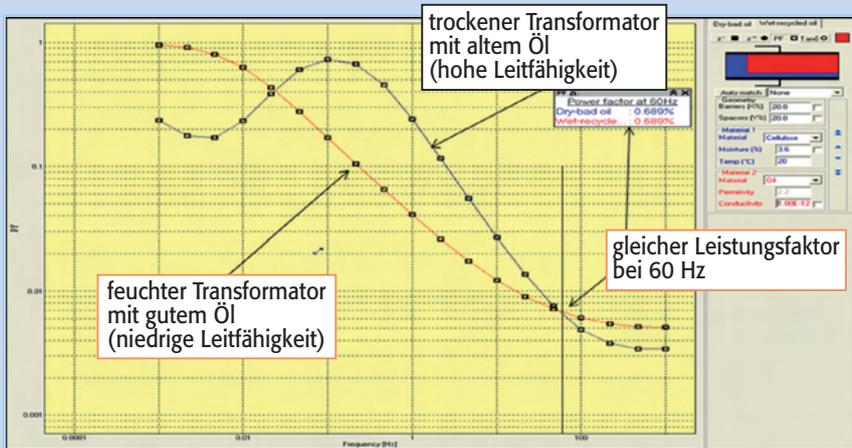


Bild 4. Feuchtigkeitsanalyse (MODS) für zwei Transformatoren mit unterschiedlicher Ölqualität und unterschiedlichem Feuchtigkeitsgehalt

Verlustfaktor

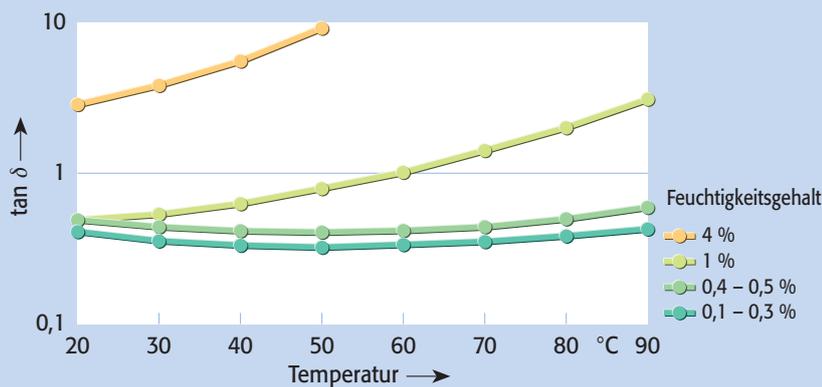


Bild 5. Dielektrischer Verlustfaktor als Funktion der Temperatur für Durchführungen mit unterschiedlichem Feuchtigkeitsgehalt

Verlustfaktor

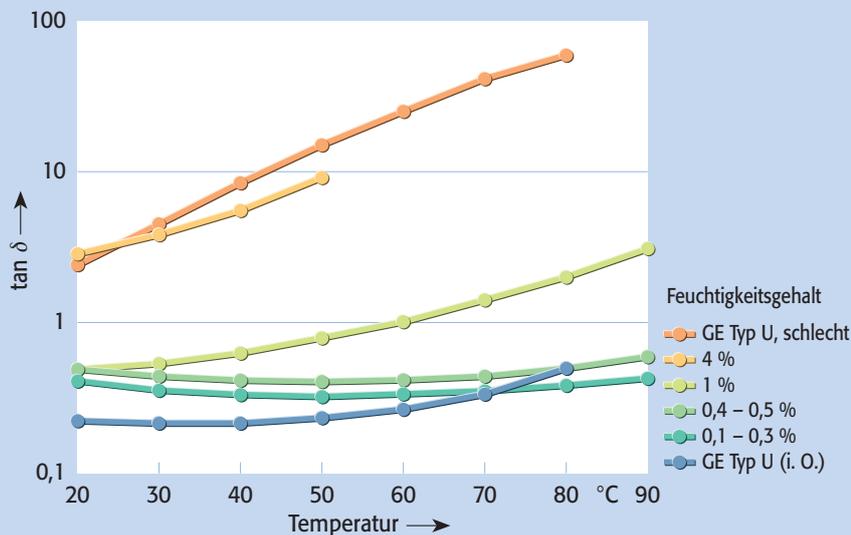


Bild 6. Dielektrischer Verlustfaktor der Durchführung als Funktion der Temperatur. Gemessene und konvertierte Daten im Vergleich zu veröffentlichten Daten

Individuelle Temperaturkorrektur

Temperaturkorrekturtabellen wie in IEEE/C57.12.90 liefern Durchschnittswerte, die einen »durchschnittlichen« Zustand annehmen. Sie sind deshalb für einen einzelnen Transformator oder eine einzelne Durchführung nicht korrekt. Diese Tatsache ist allgemein bekannt. Einige Energieversorger versuchen deshalb, die Anwendung der Temperaturkorrektur zu vermeiden. Sie empfehlen stattdessen, Messungen innerhalb eines schmalen Temperaturbereichs [8] durchzuführen.

DFR und die zum Patent angemeldete Technik der Datenumwandlung zur Temperaturabhängigkeit ermöglichen es, eine präzise und individuelle Temperaturkorrektur vorzunehmen. Bei einer guten Komponente ist die Temperaturabhängigkeit gering. Sobald aber die Komponente älter und/oder schlechter wird, wird der Temperaturkorrekturfaktor immer größer. Das bedeutet, dass Temperaturkorrektur eine Funktion des Alterungszustands ist. Das wird durch zahlreiche Projekte und Studien belegt [8].

Durchführungen und Transformatoren

Beispiele der individuellen Temperaturkorrektur für Durchführungen und Leistungstransformatoren sind in *Bild 7* und *8* zu sehen. Die Tabellendaten der Hersteller gelten nur für neue Durchführungen. Sobald bei der Durchführung Alterungseffekte eintreten, erhöht sich auch die Temperaturabhängigkeit. »Schlechte« Durchführungen haben eine sehr große Temperaturkorrektur.

Wie in *Bild 8* ersichtlich, hat jeder Transformator seine eigene, individuelle Temperaturkorrektur. Neue Komponenten haben eine »negative« Korrektur für geringfügig erhöhte Temperaturen. Deshalb werden sie sehr unterschiedliche Ergebnisse aufweisen, wenn die Standardtabelle verwendet wird. Gealterte Transformatoren zeigen das gleiche Verhalten wie die Standardtabellen, aber mit einer viel stärkeren Temperaturabhängigkeit im Vergleich zu den IEEE-Durchschnittswerten.

Temperaturkorrektur

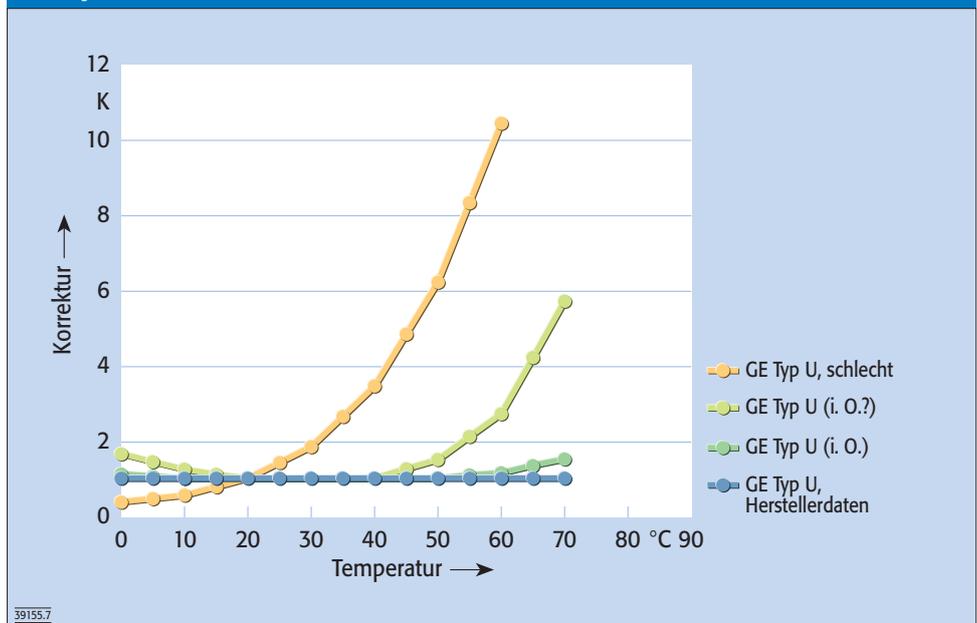


Bild 7. Standard-Temperaturkorrektur im Vergleich zu individueller Temperaturkorrektur am Beispiel von GE-Durchführungen vom Typ U

Temperaturkorrektur

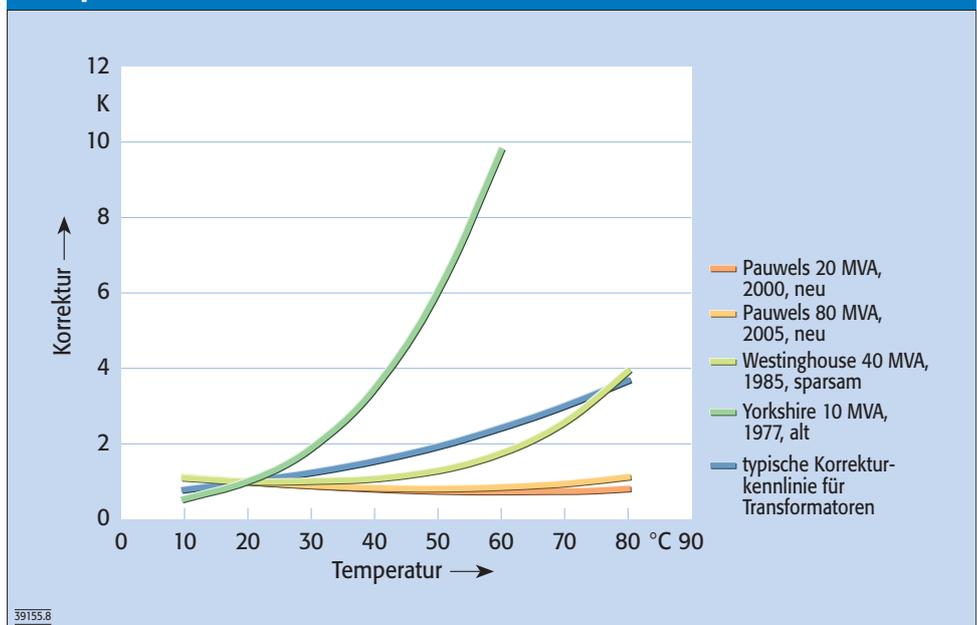


Bild 8. Temperaturkorrektur für Transformatoren in verschiedenen Zuständen

LITERATUR

- [1] IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus. Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, IEEE 62-1995.
- [2] Werelius, P., et al: Diagnosis of Medium Voltage XLPE Cables by High Voltage Dielectric Spectroscopy. Paper presented at ICSD 1998.
- [3] Gäfvert, U., et al: Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain Applied to Diagnostics of Power Transformers. 6th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, June 21-26, 2000, Xian/China.
- [4] Gubanski, S. M., et al: Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System. Rediatool – A European Research Project. paper D1-207 Cigre 2006.
- [5] Swedish Bushings Plant Sees Growth in RIP Designs. INMR Quarterly, Issue 68, 2005.
- [6] Braun, J. M., et al: Accelerated Aging and Diagnostic Testing of 115kV Type U Bushings. Paper presented at IEEE Anaheim 2000.
- [7] Kane, C.: Bushing, PD and Winding Distortion Monitoring. Paper presented at ABB Seminar »Power Transformer Health Monitoring and Maintenance«, Johannesburg/Südafrika 2008.
- [8] Tyagi, R. K.; Victor, S.; Sodha, N. S.: Application of Temperature Correction Factors for Dissipation Factor Measurements for Power Transformers – A Case Study. Doble Client Conference, Vadodara/Indien, 2006.
- [9] Brusetti, R.: Experience with Online Diagnostics for Bushings and Current Transformers. NETA, Fall 2002, paper A335.

(39155)

peter.werelius@megger.com

matz.oehlen@megger.com

www.megger.de