

Messen, Orten und Monitoring von Teilentladungen an einem Leistungstransformator

Leistungstransformatoren, die zu den Schlüsselementen des Stromnetzes gehören, sind während ihres Betriebs unterschiedlichen elektrischen, thermischen, mechanischen und chemischen Belastungen ausgesetzt. Für einen zuverlässigen und sicheren Betrieb ist es daher wichtig, die während des Lebenszyklus eines Transformators unaufhörlich alternde Isolierung des Systems im Blick zu behalten. Teilentladungsmessungen (TE-Messungen) sind eine zerstörungsfreie Möglichkeit, Schwachstellen in komplexen Isoliersystemen zu messen, zu bewerten und zu orten. TE-Messungen an Leistungstransformatoren werden in der Regel im Rahmen der Qualitätssicherung bei der Herstellung und nach der Installation am Standort durchgeführt und dienen als Hilfsmittel für die zustandsbasierte Wartung bei alternden Betriebsmitteln.

TE sind lokale elektrische Durchschläge eines schwachen Bereichs innerhalb des elektrischen Isoliersystems, die zu schnellen Stromimpulsen führen. Diese elektrischen Signale werden oft von anderen physikalischen Effekten begleitet, wie Druckwellen, elektromagnetischen Signalen, chemischen oder optischen Effekten. [1] TE-Messungen der verschiedenen Effekte mit konventionellen und unkonventionellen Hilfsmitteln und das Kombinieren der Ergebnisse führen zu einer aussagekräftigeren Bewertung.

Fallstudie – TE-Messung an einem ölgefüllten 300-MVA-Transformator

Für den Transport eines 300-MVA-Transformators mussten die Hochspannungsdurchführungen der 220-kV- und der 110-kV-Wicklungen demontiert werden. Nach der Montage der Durchführungen an der neuen Anlage mussten die Durchführungsdomen wieder mit Öl befüllt werden. Aufgrund der horizontalen

Ausrichtung der Durchführungen musste dies sehr vorsichtig erfolgen, damit keine Gasbläschen entstehen. Zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen Befüllens wurden Teilentladungsmessungen (TE-Messungen) durchgeführt.

Abbildung 1 zeigt den 300-MVA-Transformator mit den horizontalen 220-kV- und 110-kV-Durchführungen und einen kleinen Aufspanntransformator mit 24/0,4 kV zur Erregung des 300-MVA-Transformators mit einem Dieselgenerator.



Abbildung 1
Ansicht des 300-MVA-Transformators

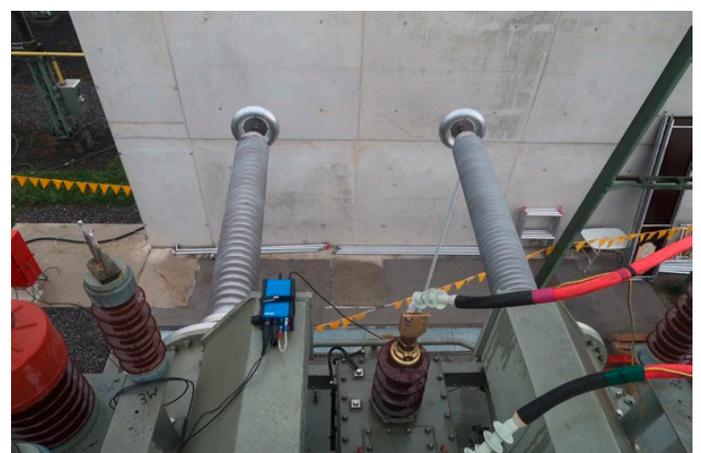


Abbildung 2
Prüfaufbau für TE-Messungen an den Phasen 1U und 1V

Elektrische TE-Messung

Der Prüfaufbau erfolgte nach IEC 60270 [2] unter gleichzeitiger Auskopplung der TE- und AC-Signale an den Messanschlüssen aller 220-kV- und 110-kV-Durchführungen. Abbildung 2 zeigt den Einsatz des TE-Mess- und Analysegeräts MPD 800 an den 220-kV-Durchführungen 1U und 1V. Die Signale beider Durchführungsmessanschlüsse können direkt und ohne zusätzliches Kopplungsgerät an einen MPD 800-Detektor angeschlossen werden.

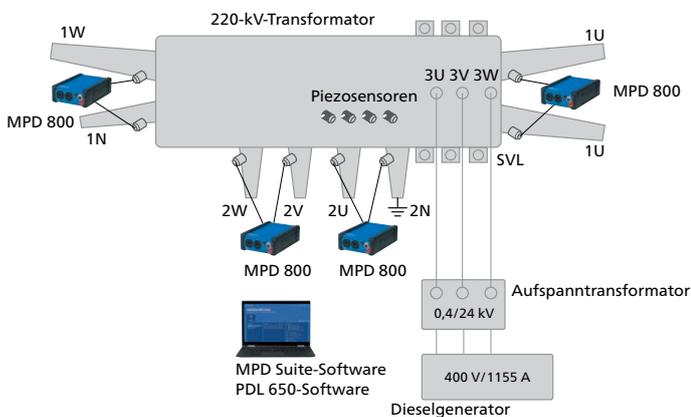


Abbildung 3

Aufbau für die TE-Messungen

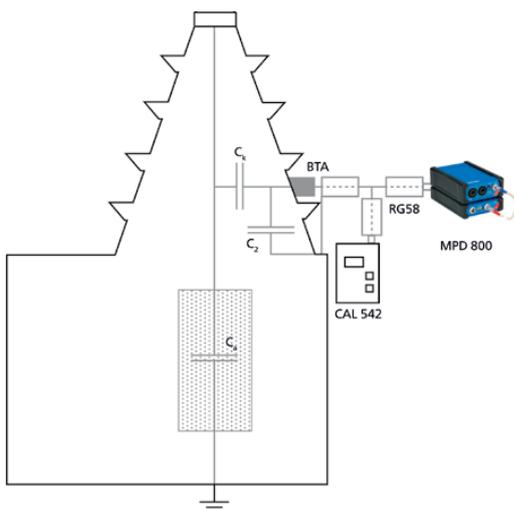


Abbildung 4

Direkt in den Durchführungsmessanschluss eingespeister künstlicher Impuls

Abbildung 3 zeigt den Gesamtprüfaufbau für die TE-Messung.

In alle Durchführungen wurde ein Kalibriersignal eingespeist, das die Bestimmung einer Kreuzkopplungsmatrix ermöglichte. Zusätzlich zur konventionellen TE-Kalibrierung von HS nach Masse wurde auch beim Einspeisen des Kalibriersignals in den Messanschluss der Durchführung eine Aufzeichnung vorgenommen, um einen Fehler direkt am Durchführungsmessanschluss zu simulieren. [1].

Der Pegel des Umgebungsrauschens betrug weniger als 10 pC bei $0,5 \times U_n$ mit einer Mittenfrequenz von 400 kHz und einer Messbandbreite von 600 kHz. Auch unterhalb der

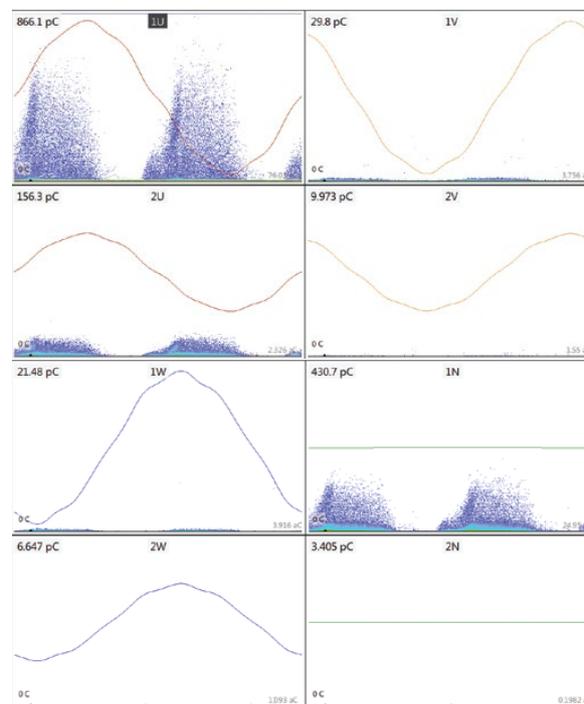


Abbildung 5

An allen Messpunkten bei $0,8 \times U_n$ ermitteltes PRPD(Phase-Resolved PD)-Muster, lineare Ansicht

Nennspannung konnten am Messpunkt 1U Teilentladungen von bis zu 2 nC ermittelt werden.

Der Vergleich der Ladungswerte der Kalibrierungskreuzkopplungsmatrix mit der Kreuzkopplung der realen TE-Aktivität zeigte, dass der physische Ursprung des TE-Ereignisses in der Nähe von Messpunkt 1U lag.

In der MPD Suite-Software konnten die Prüfengeure ein Trigger-Fenster im PRPD-Muster zeichnen. Nur TE-Impulse im ausgewählten Phasen- und Amplitudenbereich lösen die Ansichten „Scope“ und „FFT“ aus. Dieses Tool macht es einfach, die ungefilterten Hochfrequenzsignale miteinander zu vergleichen. Ein Vergleich des Zeit-signals und des Frequenzspektrums des direkt am Durchführungsmessanschluss eingespeisten Signals mit dem tatsächlichen TE-Signal zeigte große Ähnlichkeiten bei der Anstiegszeit und Schwingung der Signale sowie bei den Resonanzen im Frequenzspektrum. Das Frequenzspektrum der konventionellen Kalibrierung, bei der lange Kabel verwendet werden mussten, stimmte dagegen nicht damit überein.

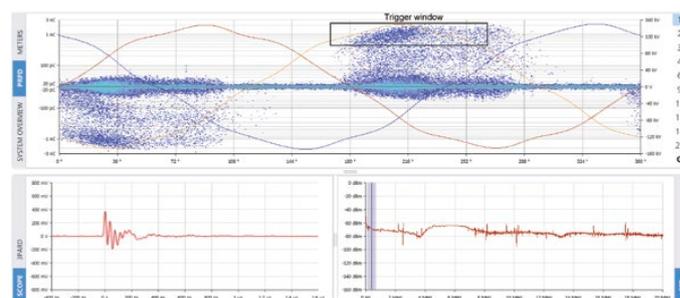


Abbildung 6

MPD Suite-Software; logarithmisch-bipolare Ansicht des PRPD-Musters an 1U, das Trigger-Fenster und das entsprechende Zeit/Frequenz-Signal

Akustisches Messen und Orten von TE

Die Ortung von TE-Quellen erfolgt anhand der Differenzen bei der Laufzeit des akustischen Signals zwischen dem Fehlerort und mehreren Schallemissionssensoren (AE-Sensoren). Aus den Signallaufzeiten werden unter Berücksichtigung der Schallgeschwindigkeit und der bekannten geometrischen Positionen der Sensoren an der Tankwand mögliche Fehlerorte berechnet.

Das PRPD-Trigger-Fenster des MPD 800 liefert auch ein elektrisches oder optisches Ausgangssignal, das ein akustisches Ortungssystem auslösen kann. Diese Methode erlaubt eine Messung der Verzögerungszeit beim Weg zu den verschiedenen Piezosensoren, absolut bezogen auf den ausgelösten elektrischen TE-Impuls. Auf diese Weise können Funktionen zur Mittelwertbildung (Averaging) verwendet werden, die zu einem deutlich verbesserten Signal-Rausch-Verhältnis führen können. Abbildung 7 zeigt die gemessenen akustischen Signale der Piezosensoren und die Auswirkung des Averagings. Für die akustische Ortung wurden 8 Piezosensoren verwendet, die im Bereich von Phase 1U installiert waren.

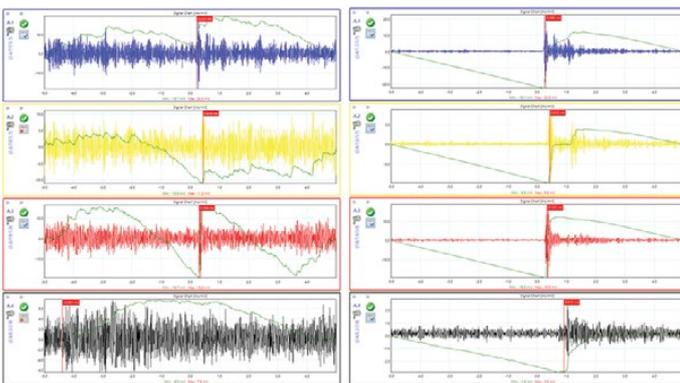


Abbildung 7

Akustische Signale ohne Averaging (links) und Averaging von 100 Ereignissen (rechts) mit dem elektrischen Signal als Auslöser

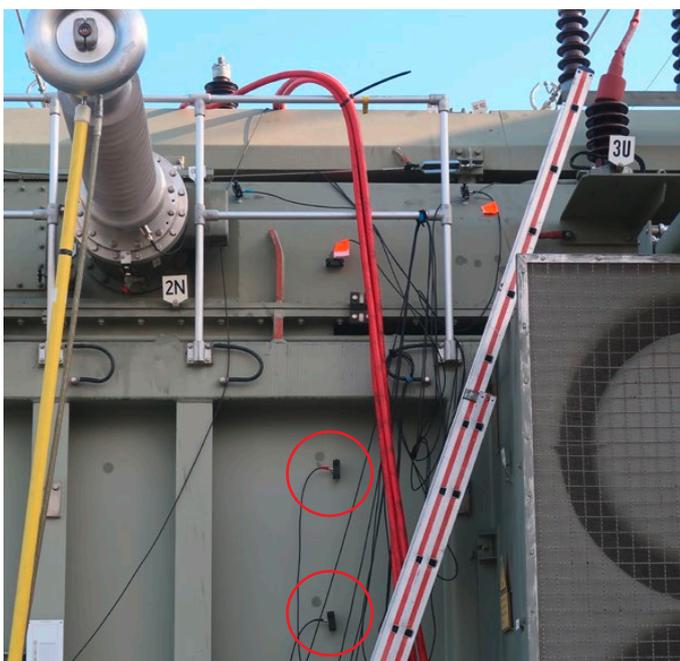


Abbildung 8

Installation von Piezosensoren

Die Abbildungen 9 und 10 zeigen die per Triangulation ermittelte Fehlerposition sowie das akustische Signal der internen Teilentladungen. Der Fehler befindet sich nah an der Hochspannungsausgangsleitung der 220-kV-Wicklung von Phase 1U.



Abbildung 9

Akustische Signale der Piezosensoren

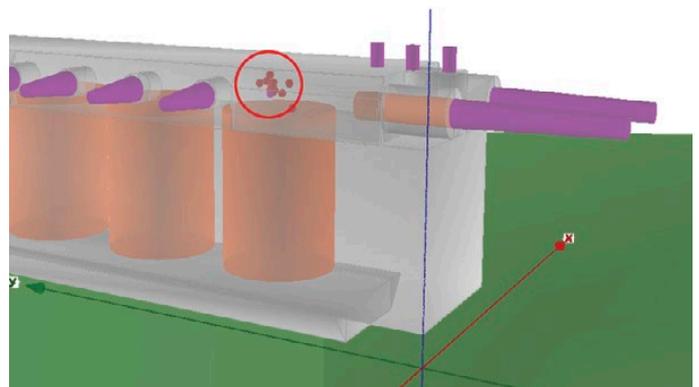


Abbildung 10

Ort der TE am Hochspannungsausgang von Phase 1U

Elektrisches Ermitteln von TE-Trenddaten und TE-Monitoring

Die Erkenntnisse aus der Offline-TE-Messung und -Ortung wurden mit dem Hersteller des Transformators erörtert. Der Fehlerort, das TE-Verhalten und die Tatsache, dass eine Reparatur vor Ort nicht möglich war, führten zu der Entscheidung, die Einheit wieder mit Strom zu versorgen und parallel den Trend bei der Entwicklung von TE-Aktivitäten genau im Auge zu behalten sowie die im Isolieröl des Transformators gelösten Gase zu überwachen.

Der Transformator wurde anschließend an den Durchführungsmessanschlüssen aller 220-kV-Durchführungen mit Durchführungsadaptern ausgestattet. Das für das TE-Monitoring und die TE-Trendermittlung verwendete Gerät MONTESTO 200 kann aus der Ferne gesteuert werden und es meldet das Überschreiten bestimmter TE-Warnwerte an die Leitstelle.

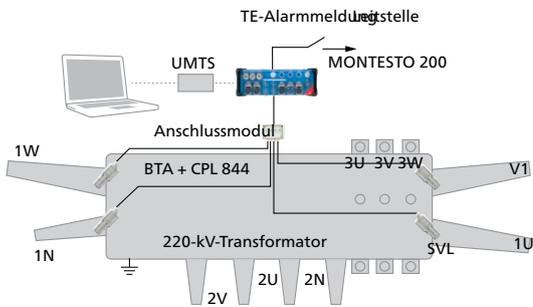


Abbildung 11

Vollständiger Aufbau des Systems für das Monitoring und die Trendermittlung von TE

In der Anlage gab es hörbare Koronaentladungen. Daher wurde die Messfrequenz auf 2,2 MHz eingestellt, eine Frequenz, bei der die internen Entladungen dominierten und externe Störeinflüsse minimiert wurden. Der Entladungswert der internen TE-Aktivität an Phase 1U war in den ersten Wochen des Betriebs stabil, stieg dann aber über den Zeitraum eines Monats stetig an. Abbildung 12 zeigt den zunehmenden Trend bei der gemessenen Ladung an Phase 1U.

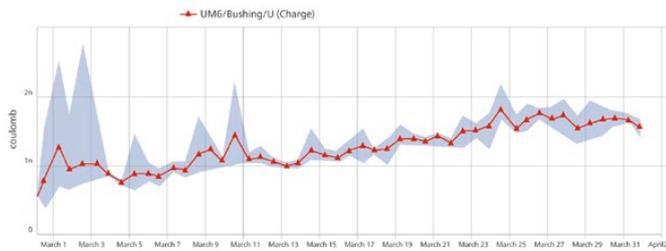


Abbildung 12

Zunehmender TE-Trend an Phase 1U

Neben der bekannten TE-Aktivität an Phase 1U entwickelte sich über drei Monate ein zweites Muster, das bei etwa 100 pC begann und sich bei 2 nC stabilisierte. Das Entladungsmuster kann Phase 1V zugeordnet werden und zeigt große Ähnlichkeiten mit dem an 1U festgestellten Phänomen. Die Entwicklung des PRPD-Musters sowie das 3PARD-Diagramm sind in Abbildung 13 zu sehen. Abbildung 14 zeigt die Entwicklung des 3PARD-gefilterten PRPD-Musters an Phase 1V.

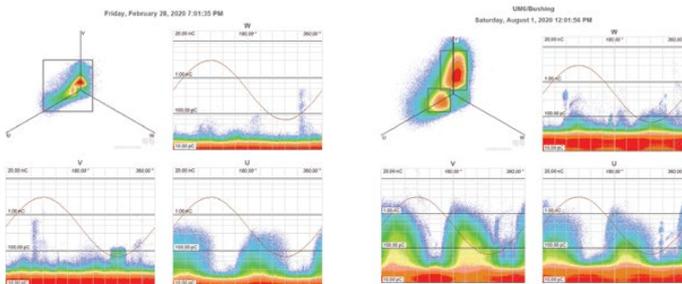


Abbildung 13

Entwicklung der TE-Aktivität über einen Zeitraum von 5 Monaten, logarithmische Ansicht

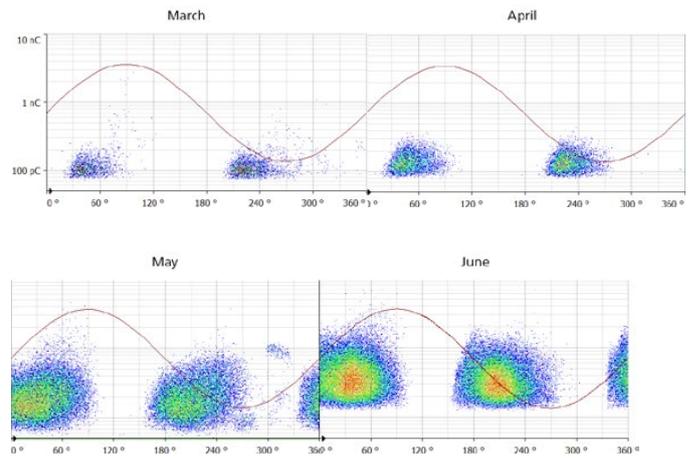


Abbildung 14

3PARD-gefiltertes PRPD-Muster und Entwicklung des Musters an Phase 1V

Gas-in-Öl-Analyse (DGA)

Die DGA-Ergebnisse vor und nach dem Transport wiesen weder auf einen Ausfall noch auf TE-Aktivität hin. Der Wasserstoffwert stieg während des Betriebs geringfügig, aber die Gesamtmenge an gelösten Gasen liegt unter den typischen Werten, sodass keine verlässliche Bewertung erfolgen kann [4]. Ein lokaler Defekt in einem massiven Isolierungsteil führt nicht zwangsläufig zu einem Anstieg bei den gelösten Gasen.

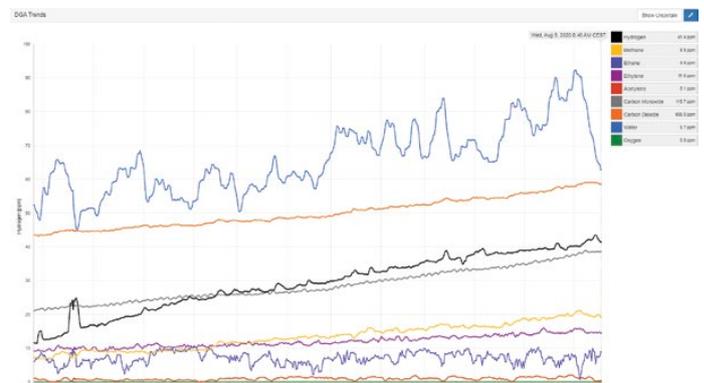


Abbildung 15

DGA-Trend über einen Zeitraum von 3 Monaten

Fazit

In diesem Artikel wird die Wichtigkeit des elektrischen Messens, Ortens und Monitorings von Teilentladungen erörtert. Vor-Ort-TE-Messungen an flüssigkeitsgefüllten Transformatoren werden oft nur durch DGA-Ergebnisse ausgelöst. Die Fallstudie am 300-MVA-Transformator zeigt, dass eine elektrische Messung und Trendermittlung von TE hinsichtlich der Sensitivität und des zeitlichen Aufwands einer Gas-in-Öl-Analyse überlegen sein kann. Die Analyse der ungefilterten Signale im Zeit/Frequenz-Bereich sowie die Durchführung einer akustischen TE-Ortung mit drei oder mehr Piezosensoren können wertvolle Informationen für die Ortung, Auswertung und Risikobewertung liefern. Der Transformator mit aktiven, aber stabilen Entladungen in zwei Phasen bleibt am Netz und wird weiter überwacht.

Verweise

1. CIGRE WG D1.29, Technical Brochure 676: „Partial Discharges in Transformers“
2. IEC 60270: Edition 3.1, 2015, „High-voltage test techniques – Partial discharge measurements“, International Electrotechnical Commission, Genf, Schweiz
3. C57.127 (2007), „IEEE Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors“, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York, USA, 2007
4. IEC 60599: Edition 3.0, 2015, „Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis“

Die Autoren

Udo Ranninger arbeitet seit 2007 bei OMICRON electronics. Nach verschiedenen Stationen im Unternehmen ist er jetzt als Applikationsingenieur tätig und kümmert sich schwerpunktmäßig um Teilentladungsmessungen. Zuvor studierte er bis 2006 Telekommunikation und Hochfrequenztechnologie an der HTL Rankweil (Österreich).

udo.ranninger@omicronenergy.com



Michael Krüger arbeitet seit 1999 bei OMICRON Energy in Klaus (Österreich). Er war zunächst als Produktmanager und Leiter der Engineering Services tätig und arbeitet jetzt als Beratender Ingenieur für die Prüfung und Diagnose von Elektroenergieanlagen.

Er studierte Elektrotechnik an der RWTH Aachen und der TU Kaiserslautern und machte 1976 seinen Abschluss als Diplom-Ingenieur. 1990 promovierte er an der TU Wien zum Dr. techn. im Fach Elektrotechnik.

Michael Krüger hat mehr als 40 Jahre Erfahrung in der Hochspannungstechnik und der Prüfung und Diagnose von Leistungstransformatoren und Messwandlern, rotierenden elektrischen Maschinen, gasisolierten Schaltanlagen (GIS) und Stromversorgungsleitungen.

Er hat über 50 Fachbeiträge zum elektrischen Messen an Leistungstransformatoren und Messwandlern, rotierenden elektrischen Maschinen, GIS und Kabeln veröffentlicht und hält 15 Patente. Er ist seit 40 Jahren Mitglied des VDE, Mitglied des CIGRE und IEEE Senior Member. Außerdem arbeitet er in mehreren Arbeitsgruppen von OeVE, IEC und CIGRE mit.

michael.krueger@omicronenergy.com



OMICRON ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt. Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.

Kunden in mehr als 160 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Servicezentren auf allen Kontinenten bieten zudem ein breites Anwendungswissen und erstklassigen Kundensupport. All dies, zusammen mit einem starken Netz von Vertriebspartnern, ließ OMICRON zu einem Marktführer der elektrischen Energiewirtschaft werden.

Mehr Informationen, eine Übersicht der verfügbaren Literatur und detaillierte Kontaktinformationen unserer weltweiten Niederlassungen finden Sie auf unserer Website.

www.omicronenergy.com

Veröffentlicht im April 2021
Subject to change without notice.