Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 95 (2004)
Heft: 9

Artikel: Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren
Autor: Gockenbach, Ernst
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-857936

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation
L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use
The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 15.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren

Diagnose an Leistungstransformatoren durch Teilentladungserfassung und -ortung mit Hilfe der Transferfunktion

Leistungstransformatoren sind sehr wichtige und teure Komponenten der elektrischen Energieversorgung und stellen somit einen hohen Investitionswert dar. Im Zuge der in Europa eingeführten Deregulierung des Energiemarktes gewinnt die wirtschaftliche Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie an Bedeutung. Daher müssen auch Monitoring und Diagnose von Komponenten im Rahmen der zuverlässigen Energieversorgung und des Asset Managements stärker berücksichtigt werden.

Ernst Gockenbach

Ergänzend ist zu beachten, dass auf Grund des starken Netzausbaus in den 70er-Jahren viele heute im Betrieb befindliche Transformatoren ein Alter von 30 Jahren und darüber und damit bald das Ende ihrer geplanten Betriebszeit erreicht haben. Nach Angaben eines deutschen Energieversorgungsunternehmens ist die Altersstruktur der dort eingesetzten Transformatoren im Spannungsbereich 110 kV bis 400 kV so verteilt, dass die Verteilungskurve ihren höchsten Wert bei etwas über 30 Betriebsjahren hat (Bild 1). Diese Situation gilt auch für andere Unternehmen der elektrischen Energieversorgung und ist auch auf andere Länder übertragbar.

Messen der Teilentladungen

Es ist also für die Bewertung der Transformatoren im Hinblick auf Betriebstüchtigkeit, Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Planung der Ersatzbeschaffung hilfreich, wenn eine zuverlässige Aussage über den Zustand der Isolierung durch geeignete Monitoring- und Diagnosemethode gemacht werden kann. Ein möglicher und wichtiger Parameter zur Bewertung der Isolierung ist das Teilentladungs-(TE-)Verhalten. Die Auswirkungen der TE werden beispielsweise in integraler Form durch das Buchholzrelais[1)], in differentieller Form durch das elektronische Buchholzrelais [2] oder durch die Gas-in-Öl-Analyse [3, 4] erkannt. In diesen Fällen ist die Wirkung der TE unmittelbar proportional dem wahren Ladungs- oder Energieinhalt der TE. Die Messung der TE nach IEC 60270 [5] erlaubt jedoch nur die Erfassung der so genannten scheinbaren Ladung an den einer Messung zugänglichen Klemmen. Die für diese Messung der TE durch die jeweils zuständigen Gerätekomitees der Normungsorganisationen festgelegten Werte haben sich in der Vergangenheit sehr gut bewährt. Trotzdem wird insbesondere für kostenintensive Geräte wie Transformatoren sehr häufig die Forderung gestellt, die TE zu lokalisieren und den «wahren» Wert der Entladung oder der Energie abzuschätzen, um eine noch bessere Grundlage der Abschätzung der Ausfallwahrscheinlichkeit, der Zuverlässigkeit und der Verfügbarkeit des Transformators zu erhalten.

Die Transferfunktion

Für die Messung der TE-Signale stehen in der Regel am Transformator nur die Hochspannungsdurchführungen und der Sternpunkt zur Verfügung. TE-Signale stellen im Vergleich zur betriebsfrequenten Wechselspannung von 50 oder 60 Hz hochfrequente Signale dar, so dass die aus der Nachrichtentechnik bekannte Transferfunktion zur Beschreibung des Signalverhaltens herangezogen wurde. Für ein lineares zeitinvariantes System ist die Transferfunktion das Verhältnis von Ausgangssignal zu Eingangssignal, wobei je nach verwendetem Signal diese Transferfunktion auch eine Dimension aufweisen kann. Die in der Hochspannungsprüftechnik seit vielen Jahren zur Kontrolle der Linearität der Spannungsverteilung bei unterschiedlichen Spannungsbeanspruchungen erfolgreich eingesetzte Transferfunktion kann z.B. das Verhältnis vom Strom im Sternpunkt zur Eingangsspannung an der Hochspannungswicklung darstellen und damit die Einheit einer Admittanz aufweisen [6]. Eine andere Möglichkeit einer Transferfunktion ist das Verhältnis von Ausgangsspannung zu Eingangsspannung, wobei dann die Transferfunktion dimensionslos ist [7]. Die Einführung der Transferfunktion hat den Vorteil, dass trotz kleiner, möglicherweise nicht in der Messung des

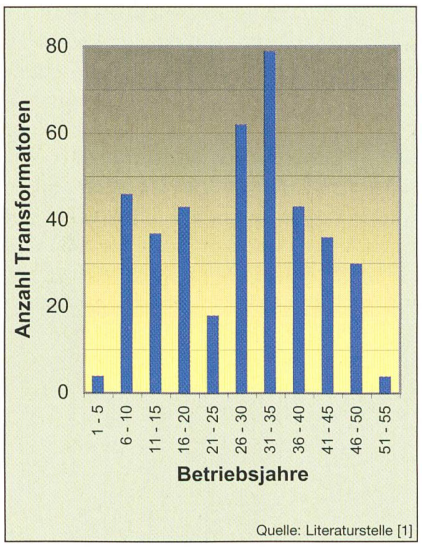


Bild 1 Anzahl der Transformatoren im Spannungsbereich 110 kV bis 380 kV in Abhängigkeit der Betriebsjahre aus [1]

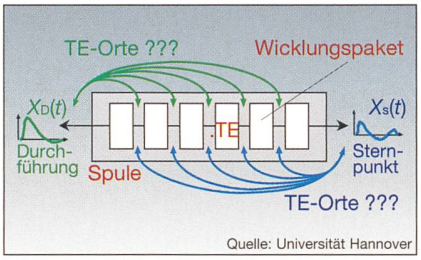


Bild 2 Schema der TE-Ortung

anregenden Signals erkennbarer Änderungen die Transferfunktion sich nicht verändert, da die Änderung in der Anregung auch eine Änderung im Ausgangssignal ergibt und somit Aussagen über die Linearität nicht beeinflusst werden [8]. Ausgehend von diesen Anwendungen wurden nun Überlegungen angestellt, ob die Transferfunktion nicht für die Erfassung der TE und deren Ortung eingesetzt werden kann.

Zusammensetzen von Transferfunktionen

Aus der Übertragungstheorie ist bekannt, dass die Transferfunktion eines Systems aus einzelnen Transferfunktionen von Untersystemen zusammengesetzt werden kann. Wenn die Wicklung eines Transformators in viele Abschnitte aufgeteilt und jedem Abschnitt eine Teil-Transferfunktionen (TTF) zugeordnet wird, dann ist es möglich, die vollständige Transferfunktion des Transformators zu berechnen. Mit Hilfe dieser Transferfunktion kann der Verlauf eines Signals am Ausgang bestimmt werden, wenn das Eingangssignal bekannt ist, und umgekehrt das Eingangssignal bestimmt werden, wenn das Ausgangssignal bekannt ist. Zusätzlich kann aber mit Hilfe der TTF auch der Verlauf eines Signals an einer bestimmten Stelle im Transformator bestimmt werden, wenn das Ausgangssignal und die TTF bekannt sind. Unter diesen Bedingungen wurde der theoretische Ansatz entwickelt, die an einem Transformator erfassten TE-Signale auf ihren Ursprungsort zurückzurechnen und damit auch zu orten und gleichzeitig ihre wahre Ladung zu bestimmen.

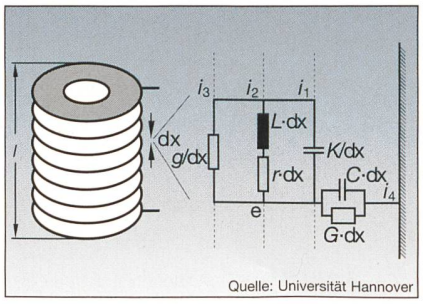


Bild 3 Ersatzschaltbild für TTF

Das Prinzip der Messung ist die Erfassung des TE-Signales an der Durchführung und am Sternpunkt, der für eine Messung ohne Probleme zugänglichen Punkte eines Transformators (Bild 2).

Teiltransferfunktionen

Ausgehend von den jeweils an den Messpunkten ermittelten TE-Signalen wird mit Hilfe der TTF ein Signalverlauf innerhalb des Transformators berechnet, wobei sich der Ort aus den verwendeten TTF ergibt. Wenn das gemessene, durch die entsprechende TTF veränderte Signal durch eine TE an einer bestimmten Stelle innerhalb des Transformators verursacht wurde, dann breitet sich dieses Signal nach beiden Richtungen aus und wird an der Durchführung und am Sternpunkt erfasst. Eine Rückrechnung basierend auf dem gemessenen Signal und den jeweiligen TTF muss dann dazu führen, dass das berechnete Signal am Ort der Entstehung mit dem Ursprungsignal übereinstimmt unter Berücksichtigung der auf Grund der Berechnungsverfahren entstehenden Ungenauigkeiten. Da dieser Ort aber zunächst unbekannt ist, muss eine weitere Bestimmungsgrösse herangezogen werden. Die Berechnung des Ursprungsorts mit Hilfe des Signals an der Durchführung in Richtung des Sternpunktes und mit Hilfe des Signals am Sternpunkt in Richtung der Durchführung muss bei linearen Systemen dazu führen, dass am Ursprungsort des Signals die berechneten Signale übereinstimmen. Es ist zu beachten, dass eine vollständige Übereinstimmung nur dann erreicht werden kann, wenn die Abschnitte der Wicklung, für die eine TTF ermittelt wurde, hinreichend klein sind. In Abhängigkeit der geforderten Genauigkeit bei der Ortung der TE kann aber ein sinnvoller Kompromiss gefunden werden zwischen der gewünschten hohen Auflösung und der dazu erforderlichen Berechnungszeit.

Für die Erprobung dieser Methode wurde ein Transformatormodell entwickelt, das im Wesentlichen auf einem Kettenleitermodell basiert (Bild 3).

Die für dieses Kettenleitermodell gültige Differentialgleichung [9] kann zur Bestimmung der Spannungsverteilung über den Wicklungen und deren zeitlicher Verlauf benutzt werden. Voraussetzungen für die Lösung der Differentialgleichung sind, dass die konstanten Koeffizienten bekannt sind und die Spannungsbedingungen am Anfang (Durchführung) und Ende (Sternpunkt) der Wicklung sowie zum Zeitpunkt t = 0 und t = ∞ bestimmt werden können. Mit den Bedingungen, dass bei Anwendung einer Sprungfunktion die Spannung an der Durchführung der Amplitude der Sprungfunktion zu jedem Zeitpunkt entspricht und die Spannung am Sternpunkt zu jedem Zeitpunkt den Wert 0 aufweist, können die Spannungsverteilungen entlang der Wicklung zum Zeitpunkt t = 0 und zum Zeitpunkt t = ∞ bestimmt werden. Mit diesen Randbedingungen ergibt sich dann die Bestimmungsgleichung gemäss Formel 1 für den Verlauf der Spannung in Abhängigkeit des Orts und der Zeit.

$$u\ (x,t) = \frac{\sinh(\beta\cdot x)}{\sinh(\beta\cdot l)}\cdot U + U\cdot\sum_{s=1}^{\infty}\Big(A_s\cdot\exp(-\gamma_s\cdot t)\cdot \cos(\omega_s\cdot t)\cdot\sin\frac{s\cdot\pi\cdot x}{l}\Big) \qquad (1)$$

dabei sind A_s, γ_s und ω_s Amplitude, Dämpfungsfaktor und Frequenz der Oberwelle der Ordnungszahl s am Berechnungsort x.

Ergebnisse der Labor-Messungen

Da die konstanten Parameter aber zunächst nicht bekannt sind, wird mit Hilfe einer Kombination aus konventionellen (Sequential Quadratic Programming) und neuen Optimierungsalgorithmen (Genetischer Algorithmus) eine Übertragungsfunktion ermittelt, die möglichst gut mit der gemessenen Transferfunktion zwischen Durchführung und Sternpunkt übereinstimmt, da in der Regel eine expe-

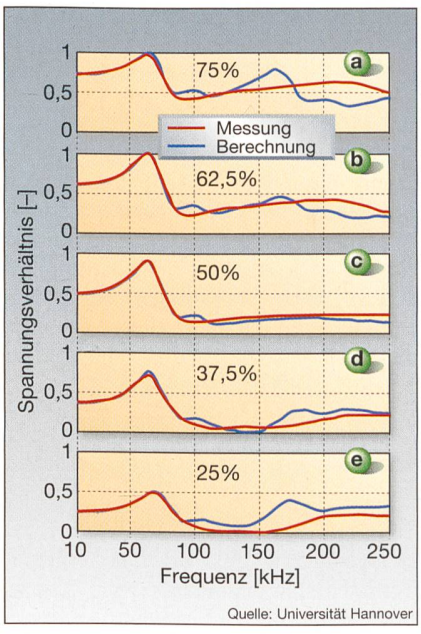


Bild 4 TTF in Abhängigkeit der Frequenz für verschiedene Wicklungspakete

Prozentzahlen: Ort zwischen Sternpunkt (0%) und Durchführung (100%)

	Ort der TE (Sternpunkt = 0%; Durchführung = 100%)						
	12,5%	25%	37,5%	50%	62,5%	75 %	87,5%
Messung [%]	0	0	2	4	2	0	0
Berechnung [%]	0	2	2	6	4	2	0

Ortungsfehler in Abhängigkeit des Einspeiseorts für gemessene und berechnete TTF

rimentelle Bestimmung der TTF nicht möglich ist, sondern lediglich die Bestimmung der Transferfunktion der vollständigen Wicklung [10, 11]. Aus diesen Ergebnissen können nun die einzelnen TTF ermittelt werden, wobei für den im Labor untersuchten Transformator ein gleichmässiger Aufbau der Wicklung existiert. Ein Vergleich zwischen den gemessenen und den berechneten TTF zeigt sehr deutlich, dass bis zu Frequenzen von etwa 100 kHz eine sehr gute Übereinstimmung vorhanden ist und bis zu Frequenzen von etwa 250 kHz eine hinreichende Übereinstimmung (Bild 4).

Die Prozentzahlen in den Bildern 4a–e geben den Ort der Messung und Berechnung an, indem die Stelle der Durchführung mit 100% und der Sternpunkt mit 0% bezeichnet werden. Als Ergebnis dieser Untersuchungen kann festgehalten werden, dass die Ermittlung der Parameter der TTF durch eine Messung der Transferfunktion der vollständigen Wicklung und der Modellierung des Transformator durch eine Wellenleiter möglich ist, so dass kein Eingriff in den Transformator zur Bestimmung von Eigenschaften der TTF erforderlich ist.

Ausgehend von diesen Ergebnissen wurden nun TE-Signale an verschiedenen Stellen der Wicklung eingespeist, um die Erfassung realer TE-Signale zu prüfen und die Möglichkeiten der Ortung in Abhängigkeit der Art des TE-Signales zu untersuchen. Die Signale wurden durch die typischen Elektrodenanordnungen Spitze–Platte in Luft, Spitze–Platte in Öl und Spitze–Platte in einem festen Isolierstoff (Epoxidharz) nachgebildet und an verschiedenen Stellen der Wicklung unmittelbar eingespeist (Bild 5).

Mit der Einspeisung der TE-Signale dieser Anordnungen war das Spektrum möglicher TE-Signale in einem Transformator, nämlich Entladungen in Luft oder Gas, Entladungen in einer Isolierflüssigkeit und Entladungen in einem festen Isolierstoff, sehr gut abgedeckt. Da der Einspeiseort und somit die Quelle der TE bekannt war, wurde die Abweichung der Ortung für die verschiedenen Verfahren ermittelt. Die Tabelle zeigt den Ortungsfehler für die Ermittlung des Fehlerorts unter Nutzung der berechneten TTF und der gemessenen TTF.

Es ist erkennbar, dass der Ortungsfehler in der Mitte der Wicklung am grössten ist, da sich hier die Ungenauigkeiten auf Grund der Dämpfung der Signale nach beiden Seiten überlagern. Je weiter sich der Ursprungsort der TE zu einer der Messstellen, Durchführung oder Sternpunkt, verschiebt, umso geringer wird der Ortungsfehler. Es ist hier zu ergänzen, dass der maximale Ortungsfehler geringer ist als der Anteil eines betrachteten Wicklungsabschnittes, der bei einer Unterteilung der Wicklung in 8 Abschnitte 12,5% beträgt. Mit dieser Methode ist es also möglich, den Wicklungsabschnitt der TE-Quelle genau zu bestimmen, was in sehr vielen Fällen ausreichend ist, so dass keine stärkere Unterteilung der Wicklung gewählt wurde, mit der zwar das Ergebnis verbessert werden kann, die aber einen wesentlich grösseren Rechenaufwand erfordert.

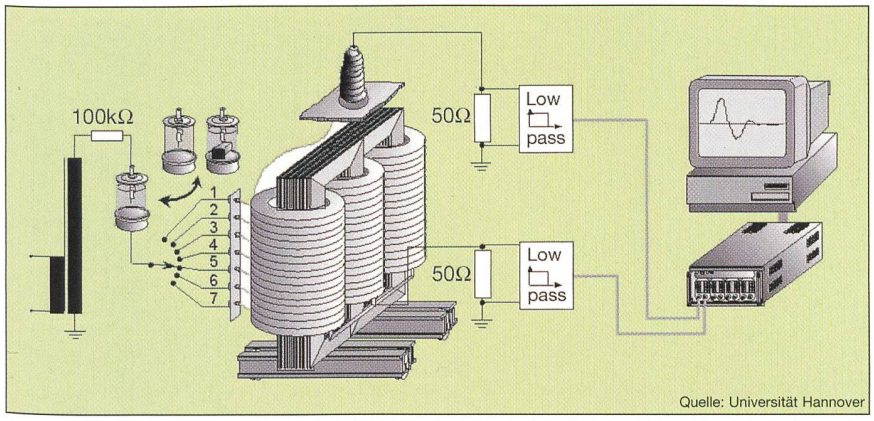


Bild 5 Versuchsaufbau im Labor

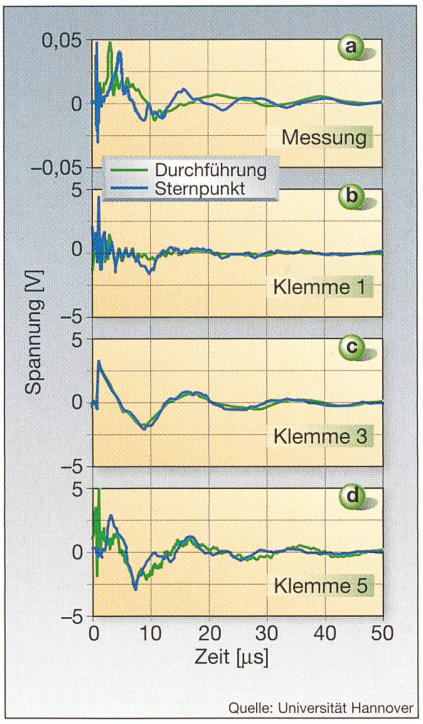


Bild 6 Gemessene und berechnete Spannungsverläufe an den verschiedenen Klemmen für eine TE in Luft an Klemme 3

Bild a: gemessene TE an der Durchführung und am Sternpunkt; Bilder b–d: an den Klemmen 1, 3 bzw. 5 berechnete Signalverläufe der TE auf Grund der Messungen an der Durchführung (grün) bzw. am Sternpunkt (blau)

Die Ergebnisse der Messungen am Transformator im Labor, der einen typischen Verteiltransformator mit den Kennwerten 10 kV/380 V und 200 kVA repräsentiert, sind in den Bildern 5 und 6 anschaulich dargestellt. Bei einer Einspeisung eines TE-Signales einer Entladung in Luft an der Klemme 3 (Bild 5) ergeben sich die in Bild 6 dargestellten gemessenen Signalverläufe an der Durchführung und am Sternpunkt und die berechneten Signalverläufe an den Klemmen 1, 3 und 5, die stellvertretend dargestellt werden, um das Bild übersichtlich zu halten.

Es ist eindeutig die sehr gute Übereinstimmung der beiden berechneten Signale am Einspeiseort der TE an Klemme 3 zu erkennen. Eine Einspeisung eines Signals einer Entladung in Öl zwischen den Klemmen 4 und 5 soll ebenfalls beispielhaft die Anwendung der Methode bei einer anderen TE-Signalform und bei Einspeisung zwischen zwei Klemmen zeigen (Bild 7).

In Bild 7 ist zu erkennen, dass an keiner Klemme die beiden Signale vollstän-

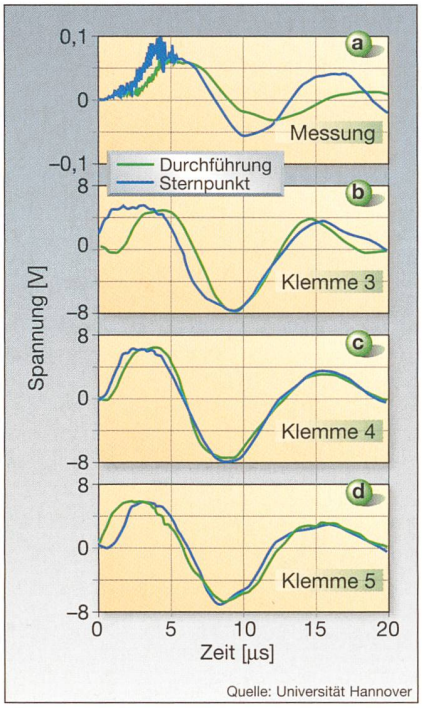


Bild 7 Gemessene und berechnete Spannungsverläufe an den verschiedenen Klemmen für eine TE in Öl zwischen den Klemmen 4 und 5

Bild a: gemessene TE an der Durchführung und am Sternpunkt; Bilder b–d: an den Klemmen 1, 4 bzw. 5 berechnete Signalverläufe der TE auf Grund der Messungen an der Durchführung (grün) bzw. am Sternpunkt (blau)

dig übereinstimmen. Der zeitliche Verlauf der berechneten Signale untereinander ändert sich jedoch, indem bei Klemme 4 das von der Durchführung berechnete Signal dem vom Sternpunkt berechneten Signal zeitlich vorauseilt und bei Klemme 5 bereits zeitlich nacheilt. Der wahre Entstehungsort des TE-Signals muss somit zwischen den Klemmen 4 und 5 liegen, und damit zeigt sich auch hier die Eignung des vorgeschlagenen Verfahrens.

Messungen vor Ort

Die im Labor erfolgreichen Methoden wurden auch bei Messungen vor Ort an grossen Leistungstransformatoren eingesetzt. Zunächst wurde auch in diesem Fall mit Hilfe einer Sprungantwortmessung die Transferfunktion der gesamten Wicklung ermittelt. Der Verlauf der gemessenen und berechneten Antwort ist in Bild 8 dargestellt. Aus dieser Messung wurden mit Hilfe des Ersatzschaltbildes (Bild 3) die TTF bestimmt.

Bei Messungen ist auf Zugänglichkeit und Störungen zu achten

Bei Vor-Ort-Messungen sind zwei Bedingungen zu erfüllen: die Messung muss mit möglichst geringen Eingriffen in den Betrieb möglich sein, und die Einflüsse der Störungen sind zu beachten, die im Labor sehr häufig durch eine entsprechende Schirmung beherrscht werden können. Aus diesen Gründen wurde ein neuer kapazitiver Sensor, der sich leicht an der Hochspannungsdurchführung und am Sternpunkt anbringen lässt, und eine Übertragung des Messsignals mit Hilfe von Lichtwellenleitern entwickelt. Das Schema der Signalübertragung ist in Bild 9 dargestellt.

Im oberen Teil von Bild 9 ist der kapazitive Sensor zu erkennen, im unteren Teil die akkubetriebene Einheit, die den Ankopplungsvierpool und den Wandler vom elektrischen zum optischen Signal enthält.

Eine einfache Auswertung der dreiphasigen TE-Erfassung zeigt bereits bei einer Betrachtung auf dem Bildschirm des angeschlossenen digitalen Speicheroszilloskops, dass in der Phase V TE-Signale zu erkennen sind (Bild 10).

Die linke Seite von Bild 10 stellt einen Zeitausschnitt von 10 Perioden – entsprechend 200 ms – dar, die rechte Seite eine Auflösung eines Impulses mit einem Zeitbereich vom 10 µs. Es ist deutlich zu erkennen, dass auch im Sternpunkt das zur Phase V korrespondierende TE-Signal vorhanden ist. Unter diesen Voraussetzungen kann eine Rückrechnung der Signale zur Bestimmung des Entstehungsortes erfolgen. Zusätzlich ist aber auch zu erkennen, dass bei Messungen an einem Transformator auf die enge Kopplung der Phasen geachtet werden muss, da auch in den Phasen U und W Signale auf Grund des Übersprechens registriert werden.

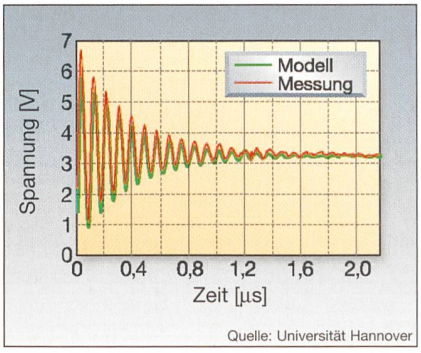


Bild 8 Gemessene und berechnete Übertragungsfunktion eines 40-MVA-Transformators

Signale müssen gefiltert werden

Auf Grund der in der Regel hohen Störpegel bei Vor-Ort Messungen ist eine Filterung des Signals erforderlich. Für die Filterung kann ebenfalls die Transferfunktion benutzt werden. Ein ausserhalb des Transformators erzeugtes Störsignal wird an der Durchführung erfasst und läuft durch die gesamte Wicklung zum Sternpunkt, wo es ebenfalls erfasst wird. Wenn nun aus den beiden gemessenen Signalen als Transferfunktion die bereits bekannte Transferfunktion der vollständigen Wicklung ermittelt wird, dann kann

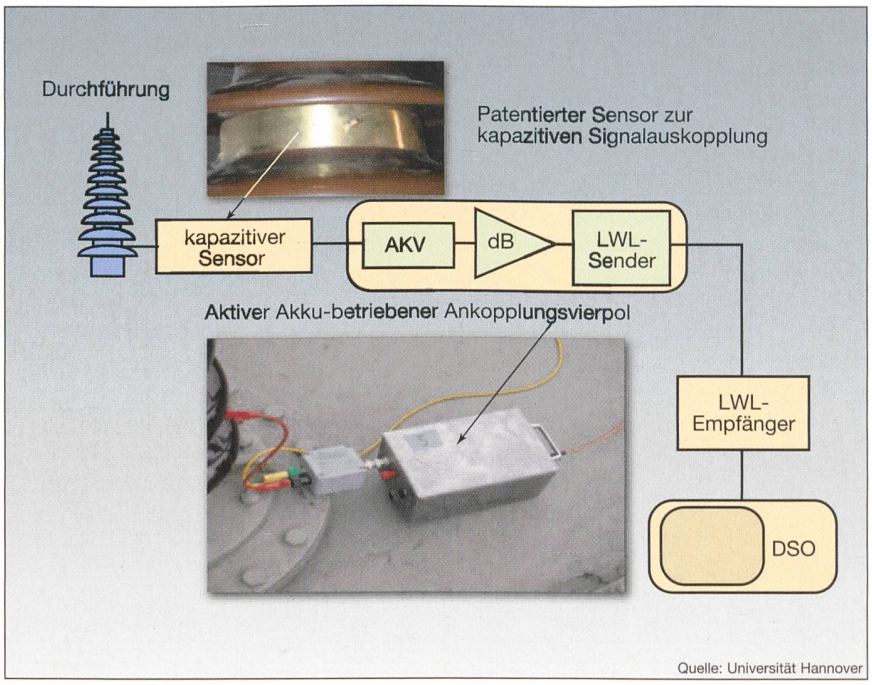


Bild 9 Lichtwellenleiter-Übertragungssystem zur Erfassung der TE-Signale an der Durchführung

AKV: Ankopplungsvierpool; LWL: Lichtwellenleiter; DSO: digitales Speicheroszilloskop; Verstärkung: 0–60 dB; Bandbreite des LWL: >10 MHz (3 dB)

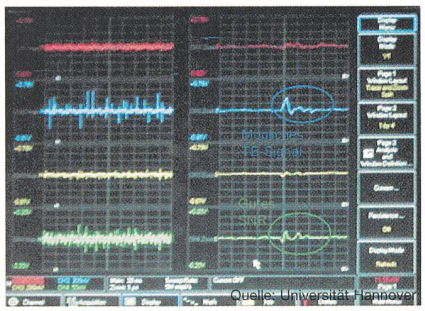


Bild 10 Zeitliche Auflösung der TE-Impulse

Von oben nach unten: Phase U, V, W und Sternpunkt; SNR = Signal/Rausch-Verhältnis

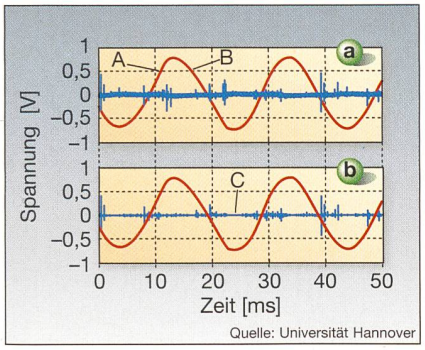


Bild 11 TE-Signal ohne (Bild 11a) und mit (Bild 11b) Filterung

A: Eingangsspannung, die für die zeitliche Zuordnung der Signale zur anliegenden Spannung von Interesse ist; B: ungefilterte Messsignale; C: gefilterte Messsignale

dieses Signal als Störsignal charakterisiert werden, da es die vollständige Wicklung durchlaufen hat und somit nicht innerhalb des Transformators erzeugt wurde. Ist die ermittelte Transferfunktion nicht identisch mit der Transferfunktion der vollständigen Wicklung, dann ist das Signal innerhalb des Transformators entstanden und wird als TE-Signal behandelt, wobei die dann ermittelte Transferfunktion das Verhältnis der Transferfunktionen vom Entstehungsort zum Messort an der Durchführung oder zum Messort am Sternpunkt darstellt. Beispiele einer Filterung sind in Bild 11 dargestellt.

Dabei ist die Wirkung der Filterung durch Unterdrückung des Rauschens und der Beseitigung von impulsförmigen Störern sehr gut zu erkennen. Die Ladung der erfassten TE-Signale liegt im Bereich von etwa 100 pC.

Nach der Erfassung der TE wurde eine Analyse des Entstehungsortes der TE-Signale nach dem vorgeschlagenen Verfahren durchgeführt. Eine Aufteilung der Wicklung in 20 Abschnitte zeigte, dass der Entstehungsort der TE in der Phase V und dort im Bereich des Abschnittes 18 lag. Ergänzende akustische Messungen am selben Transformator bestätigten die Messung, wobei allerdings hier die Anzahl der erfassten TE-Signale sehr viel geringer und somit die Unsicherheit der Ortung sehr viel grösser war.

Mit der dargestellten Methode war es nach den erfolgreichen Laborversuchen auch bei Vor-Ort-Messungen möglich, die TE einerseits zu erfassen (Bilder 10 und 11), und andererseits auch den Ort der TE zu lokalisieren.

Referenzen

[1] *M. Stach:* Betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte im Asset Management im Zeitalter der Fusionen. Micafil Symposium: Werterhaltung von Isolationssystemen in Transformatoren, Schaltanlagen und Kabeln, Stuttgart, No. 4, 2002.

[2] *H. Borsi, M. Ulrich, T. Leibfried:* Das neue elektronische Buchholzrelais. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97, Heft 13, 1998, S. 46–52.

[3] *E. Dörnenburg, O. Hutzel:* Betriebsüberwachung durch Untersuchungen des Isolieröles. etz-a Band 98, H. 6, S. 431–432, 1977.

[4] IEC 60599: Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. Ed. 2, 1999.

[5] IEC 60270: High-voltage test techniques – Partial discharge measurements. Ed. 2, 2000.

[6] *R. Malewski, B. Poulin:* Impulse Testing of Power Transformers through the use of the Transfer Function. IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 3, No. 2, S. 476–489, 1988.

[7] *K. Feser u.a.:* The transfer function method for detection of winding displacements on power transformers after transport, short circuit or 30 years of service. Cigré 2000, Beitrag 12/33-04.

[8] *R. Malewski u.a.:* Five years of monitoring the impulse test of power transformers with digital recorders and the transfer function method. Cigré 1992, Beitrag 12-201.

[9] *L. V. Bewley:* Travelling waves on transmission systems. Dover Publication, Inc., 1951.

[10] *C. R. Houck, J. Joines, M. Kay:* A genetic algorithm for function optimization: A Matlab implementation. ACM Transactions on Mathematical Software, 1996.

[11] *A. Akbari, P. Werle, H. Borsi, E. Gockenbach:* A Continuous Parameter High Frequency Model based on Travelling Waves for Transformer Diagnostic Purposes. 14th ISEI, International Symposium on Electrical Insulation, Boston, USA, 2002, S. 166–169.

Angaben zum Autor

Prof. Dr.-Ing. ***Ernst Gockenbach*** ist seit 1990 Professor an der Universität Hannover und Leiter des Schering-Instituts. Er war vorher Technischer Leiter des Bereiches Prüfanlagen der Emil Haefely AG, Basel.
Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Callistrasse 25 A, D-30167 Hannover, gockenbach@si.uni-hannover.de

[1] Das Buchholzrelais ist eine Schutzeinrichtung für ölgefüllte Transformatoren, die zwischen dem Transformatorkessel und dem Ausdehnungsgefäss liegt und auf Gasansammlung reagiert.

Procédé de diagnostic pour transformateurs de puissance

Diagnostic de transformateurs de puissance par saisie et localisation de décharge partielle à l'aide de la fonction de transfert

Les transformateurs de puissance sont des composants très importants et coûteux de l'approvisionnement en énergie électrique, représentant une valeur élevée d'investissement. Dans le cadre de la déréglementation du marché de l'énergie en Europe, la production, le transport et la distribution économiques de l'énergie électrique jouent un rôle de plus en plus important. Aussi le monitoring et le diagnostic de composants doivent-ils être davantage pris en considération dans le cadre de l'approvisionnement fiable en électricité et de la gestion des biens.

Wir sind dabei!

Powertage 2004 in Zürich

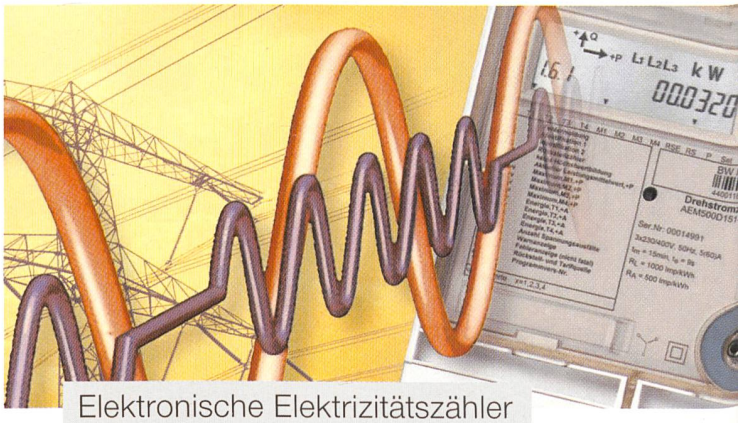
Besuchen Sie uns vom 4. bis 6. Mai an unserem Stand

Präzision und Flexibilität – Systeme und Lösungen für die Elektrizitätszählung

Bewegung im Strommarkt bringt neue Anforderungen an die Erzeuger, Netzbetreiber und den Energievertrieb mit sich. Insbesondere müssen Verrechnungsdaten schnell und zuverlässig bereit gestellt und untereinander ausgetauscht werden können.

Hierzu benötigen Sie Zähler, die allen Anforderungen an Ihre Messaufgabe gerecht werden.
Modems, die Zählerdaten zuverlässig übertragen.
Rundsteuertechnik, die zum richtigen Zeitpunkt Tarife und Lasten schaltet.

Sprechen Sie mit uns – wir haben die Technik und das Know-how für die optimale Lösung Ihrer Aufgaben.



Elektronische Elektrizitätszähler

Modems zur Zählerfernauslesung

Rundsteuerempfänger

Rundsteueranlagen

Instromet AG
Verkauf ELSTER Messtechnik
Postfach 1412 · Gerliswilstrasse 21 · 6021 Emmenbrücke
Telefon 041 267 96 66 · Fax 041 267 96 64
messtechnik@ch.elster.com · www.elstermesstechnik.com

A member of the Ruhrgas Industries Group

ELSTER