



Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Guntmar Gunkel idea metrology



- Studium der allgemeinen Elektrotechnik
- Als freier Mitarbeiter bei zwei Ingenieurbüros im Bereich der Entwicklung für Mess- und Regeltechnik tätig.
- Danach als freier Mitarbeiter mehrere Jahre bei einem Messtechnikunternehmen und mit RWE zusammen im Bereich der Durchführungsmessung und Diagnose tätig. Aufbau und Umsetzung eines Diagnose- und Überwachungskonzeptes an Leistungstransformatoren.
- 1997 Gründung eines eigenen unabhängigen Büros für messtechnischen Dienst mit den Schwerpunkten: Diagnose, Bewertung und Abschätzung der Restbetriebsdauer von Transformatoren und Durchführungen.
- Begleitung und Unterstützung bei: Engineering, Neubeschaffung, Designreview, Prozess- und Herstellungsüberwachung, Abnahmetests und Montageüberwachung auf der Baustelle, sowie die Inbetriebsetzung von Transformatoren.
- Als freier Sachverständiger und Berater für Energieversorger, Hersteller und Industrie tätig.
- Durchführen von Schulungen und Weiterbildungsmaßnahmen.



Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Guntmar Gunkel

Diagnoseverfahren an Transformatoren

Um den Zustand eines Transformators zu bewerten bedarf es mehrerer Diagnose- und Messverfahren. Speziell bei den Messverfahren wird zurzeit unterschieden zwischen den herkömmlichen oder klassischen Verfahren und den neueren bzw. modernen Verfahren. Zu den klassischen Verfahren zählen z.B. die Widerstands- und Übersetzungsmessungen, Impedanzmessungen, sowie die Isolations- und Verlustwinkelmessung (50 Hz-tan δ) um nur einige der bekannten Klassiker zu nennen. Ferner gehören als weitere Diagnosemöglichkeiten die Gas in Öl Analyse (DGA) und die Bewertung der Ölalterungsuntersuchung zu den Verfahren, welche als klassisch betrachtet werden können.

In den letzten Jahren haben sich weitere Verfahren etabliert, welche als die neuen bzw. modernen Verfahren bezeichnet werden. Hier sind zu nennen die Methoden der Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) welche Schäden an den Wicklungen erkennt und die Verfahren der Dielectric Frequency Response (DFR), welche eine Aussage über die Isolationskondition und in erster Linie über die Feuchtigkeit in der Feststoffisolation machen. Beide Off-Line Verfahren, der Transformator muss vollständig von den Netzanschlüssen getrennt sein, werden nachfolgend beschrieben.

Sweep Frequency Response Analysis (SFRA)

Dieses mittlerweile verbreitete und bekannte elektrische Verfahren dient zur Erkennung von Deformation an Transformatorspulen. Eingesetzt wird diese Methode als Messung vor und nach einem Transport, oder einem Trafonahen Kurzschluss während des Betriebes. Die SFRA-Messung ist besonders hilfreich wenn bereits eine Vormessung als Referenz vorliegt, denn dann können die Werte der aktuellen Messung mit denen der Vormessung verglichen werden. Das Messverfahren ist seit 2013 als Norm in der DIN EN 60076-18 niedergeschrieben, und dient hauptsächlich der Erkennung von mechanischen Veränderungen bzw. elektrischen Kurzschlüssen innerhalb der Wicklungen. [1]

Theorie

Der Transformator wird als komplexes RCLM-Netzwerk dargestellt. Ein Eingangssignal von variabler Frequenz wird auf das Netzwerk gegeben und die Systemantwort wird ausgekoppelt. Aus den gewonnenen Signalen

werden die Betrags- und Phasenfunktionen gebildet und als Diagramme dargestellt.

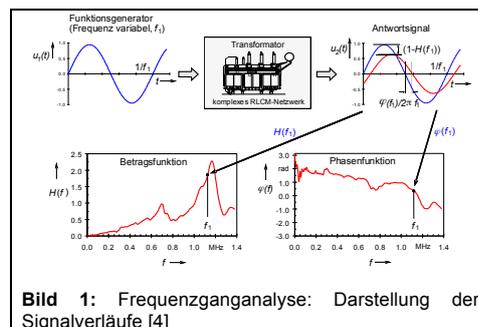


Bild 1: Frequenzganganalyse: Darstellung der Signalverläufe [4]

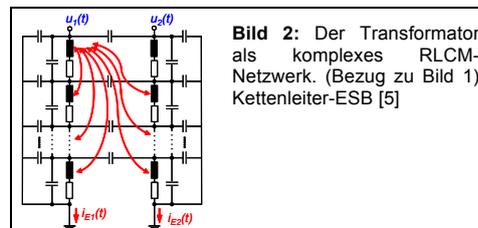


Bild 2: Der Transformator als komplexes RCLM-Netzwerk. (Bezug zu Bild 1) Kettenleiter-ESB [5]

Funktionsweise

Die Messung wird einphasig durchgeführt und erstreckt sich über einen Frequenzbereich von 20 Hz bis 2 MHz. Ein größerer Frequenzbereich ist möglich, wird aber nicht benutzt, da mit höheren Frequenzen kein Mehrertrag erzielt wird [4]. Die Ausgangsspannung der Messsysteme ist bei den Herstellern unterschiedlich, liegt aber allgemein zwischen 3Vss und 12Vss. Die Ausgangsspannung und Frequenz werden von einem Digitalsignalprozessor (DSP) erzeugt, und werden über eine 50 Ohm Impedanz dem Messobjekt zugeführt (Erregerleitung). Über die Referenzleitung und der Messleitung, welche ebenfalls jeweils mit einer 50 Ohm Impedanz beschaltet sind, werden die Spannungen aufgenommen und in Beziehung gesetzt. Das Amplituden-Frequenzübertragungsverhalten ist das skalare Verhältnis zwischen dem Antwortsignal $U_2(t)$ und dem Referenzsignal $U_1(t)$ als Funktion der Frequenz (angegeben in dB). Das Phasen-Frequenzübertragungsverhalten ist die Phasenverschiebung zwischen $U_2(t)$ und $U_1(t)$ (angegeben in Grad).

Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

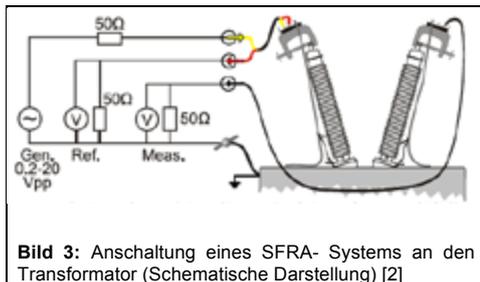


Bild 3: Anschaltung eines SFRA- Systems an den Transformator (Schematische Darstellung) [2]

Einsatz der SFRA- Methode

Die SFRA- Methode kann an jedem Transformator eingesetzt werden. Sowohl an ölgefüllten Transformatoren, als auch an Trocken- transformatoren. An Drehstromeinheiten wird das Verfahren genauso eingesetzt wie an Einphaseneinheiten. Ob Netzkuppl- und Verteiltransformatoren, Maschinentransformatoren oder auch Ofentransformatoren und Gleichrichtertransformatorsätze sowie der Einsatz an Drosselspulen und Ankopplungen ist ohne Probleme möglich.

Schaltungsvarianten

Die am meisten verwendete Schaltung ist die End-to-End Messung. Dies bedeutet, dass die Erregerleitung und die Referenzleitung an einer Phase angeschlossen werden und die Messleitung (Antwortsignalleitung) entweder am Sternpunkt oder an einer anderen Phase des gleichen Spannungssystems angeschlossen wird. Alle anderen Anschlüsse sind nicht beschaltet (Standardmessung nach [1]), oder wie bei der Kurzschlussmessung in Bild 5 dargestellt mit kurzgeschlossener Unterspannungsseite.

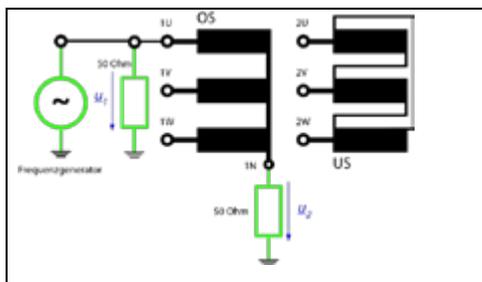


Bild 4: End-to-End-Schaltung eines SFRA- Systems an den Transformator

Weitere Messkonfigurationen sind möglich, wie die kapazitive Messung zwischen den Wicklungen oder die induktive Messungen ebenfalls zwischen den Wicklungen. Diese Messungen können weitere Informationen zur Bestätigung eines

Zustandes hervorbringen, werden jedoch nicht als Standard- Messungen durchgeführt.

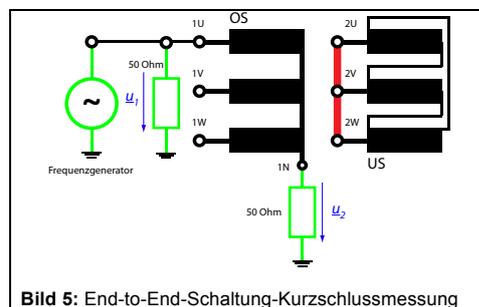


Bild 5: End-to-End-Schaltung-Kurzschlussmessung

Ist der Transformator mit einen Laststufenschalter ausgestattet, so wird die Standardmessung auf der Stufe mit der höchsten wirksamen Windungszahl im Kreis und auf der Stufe an der die angezapfte Wicklung (meist die Stufenwicklung) außerhalb des Kreises liegt. In der Regel sind das die beiden Endstufen. Andere Schaltungsvarianten sind in Absprache möglich. Das Koaxialkabel wird Trafoseitig mit dem Schirm zusätzlich an die Erde angeschlossen, so dass die Enden der Koaxialkabel auch Trafoseitig geerdet sind. Diese Erdverbindung sollte möglichst dicht an der Durchführung zum nächsten Erdungspunkt hin führen (siehe Bild 3).

Ergebnisse

Nachfolgend einige Ergebnisse der SFRA- Messungen. Bild 6 zeigt das Ergebnis einer phasenvergleichenden Messung, also eine Messung zum gleichen Zeitpunkt an den einzelnen Phasen bei gleicher Stellung des Laststufenschalters. Dies ist wohl die erste und häufigste Möglichkeit um zunächst eine Aussage zu den einzelnen Spulen zu machen. Man vertraut auf den annähernd gleiche Spulenaufbau der Wicklung und ähnlichen kapazitiven Verhältnissen.

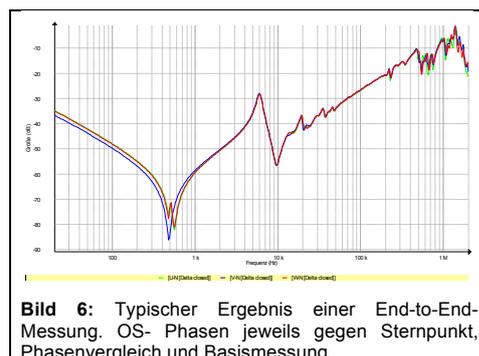


Bild 6: Typischer Ergebnis einer End-to-End-Messung. OS- Phasen jeweils gegen Sternpunkt, Phasenvergleich und Basismessung.

Eine gute Methode ist er zeitbasierte Vergleich der Messergebnisse. Das setzt jedoch voraus, dass



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

**Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren -
Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?**

Transformer Life Management Tagung 2015

eine Nullmessung vorliegt. Diese Null- oder Basismessung wird bei Neutransformatoren im Werk oder nach dem Transport meist auf dem Fundament in der Anlage durchgeführt. Wenn noch keine Basismessung vorliegt, bleibt zunächst nur der Phasenvergleich. Bild sieben zeigt das Ergebnis einer SFRA- Messung vor und nach einem Transport innerhalb einer Anlage. Dieses Ergebnis ist nahezu perfekt, jedoch nicht immer zu erreichen.

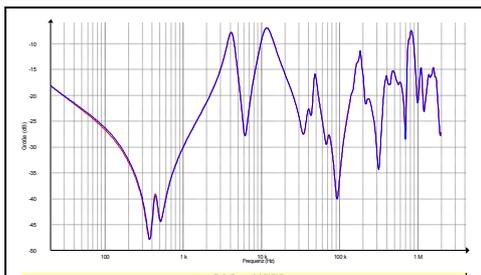


Bild 7: Phasenvergleich einer US- Phase nach Umsetzung. Kurven nahezu Deckungsgleich.

Einen Schaden an der Wicklung zeigt das Bild 8 im Phasenvergleich. Hier wurde nach Demontage des Aktivteils ein Teileiterkurzschluss festgestellt.

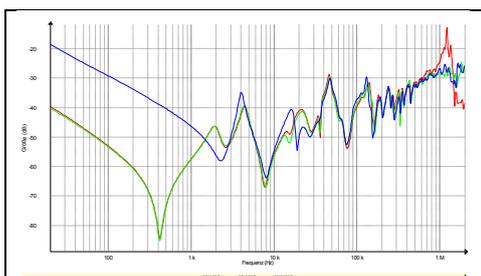


Bild 8: Phasenvergleich der Graphen eines mit Teileiterkurzschluss behafteten Transformators.

Vergleich von Messungen vor/nach Transport durchgeführt mit Geräten verschiedener Hersteller

Nach dem geltenden Standard sollten die mit einem Herstellergerät ermittelten Werte mit den Geräten anderer Hersteller vergleichbar sein. Die Praxis hat gezeigt, dass dieses auch der Fall ist. Bisher wurden keine signifikanten Unterschiede in der Messtechnik festgestellt. Bezüglich der Bewertung durch die Software, so ist in allen Systemen zumindest eine gemeinsame Software installiert. Es handelt sich um die Bezeichnung DL/T911-2004, welche in der VR China entwickelt wurde. Bezeichnend ist die Aufteilung des Spektrums in drei große Bereiche. Eine weitere Software zur Auswertung kommt ebenfalls aus

China. Diese wird mit NCEPRI (North China Power Research Institute) bezeichnet. Allen eingesetzten Auswertetools ist zu eigen, das sie keiner internationalen Norm unterliegen und bisher auch keine internationale wissenschaftliche Bewertung durchgeführt wurde.

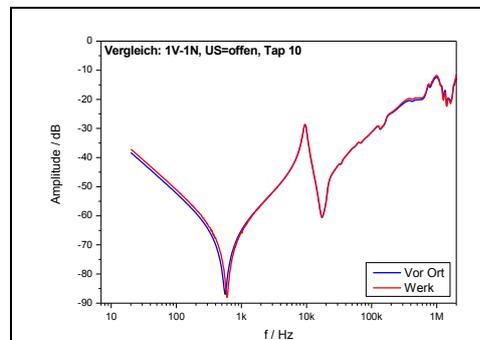


Bild 9: Beispiel: Phasenvergleich der Graphen vor und nach Transport Megger / Doble. 850 / 1000 MVA Transformator

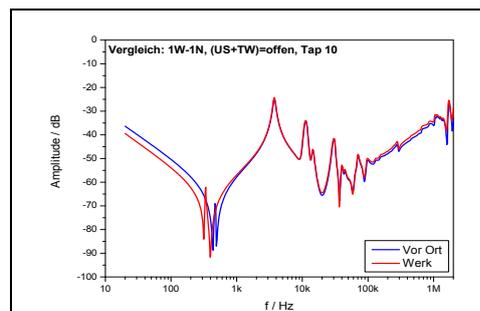


Bild 10: Beispiel: Phasenvergleich der Graphen vor und nach Transport Megger / Omicron. 150 MVA Transformator

Besonderheiten

Da die SFRA- Messung eine Messung mit höheren Frequenzen darstellt, ergeben sich Besonderheiten, welche mit Schwierigkeiten verbunden sind.

Da in der Regel die Messungen an Dreiphaseneinheiten durchgeführt werden, würde es sich anbieten, die Auf- und Umbauzeiten zu reduzieren. Besonders bei den großen 400 kV Transformatoren, bei denen meistens ein Steiger- oder Hubbühneneinsatz erforderlich ist, wäre die Zeitersparnis beachtlich.

Leider ist es aber nicht möglich, zusätzliche offene Leitungen (RG 58- Typen) im Vorfeld an die freien Durchführungen zu montieren, da die Kapazitäten

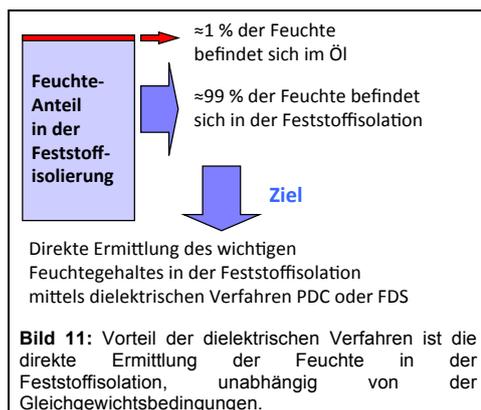
Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

der Leitungsbeläge einen zu großen Einfluss auf das erzielte Ergebnis haben. Versuche mit einer Abschlussimpedanz an den freien Leitungen zu arbeiten sind bisher nicht durchgeführt worden. Versuche mit einer Anschlagbox und HF- Relais zum Abkoppeln der offenen Leitungen waren an einem kleinen Verteiltransformator positiv, jedoch an einem 180 MVA 220 / 110 kV Netzkuppeltransformator nicht zufriedenstellend. [4]

Frequency Domain Spectroscopy (FDS-Messung)

Die FDS- Messung, auch als DFR- Verfahren bekannt, gehört zu den dielektrischen Verfahren. Durch diese Messung erhält man, ebenso wie die PDC- Messung, eine Aussage über die Isolationsstrecken im ölgefüllten Transformator. Während die PDC- Messung (Polarisation-Depolarisation-Current Messung) im Zeitbereich arbeitet, ist die FDS- Messung eine Messung im Frequenzbereich. In erster Linie soll durch diese Messungen der Feuchtegehalt der Feststoffisolation bestimmt werden. Bei diesen Messarten wird der Feuchtegehalt dielektrisch direkt bestimmt. Der Umweg über die Ölanalytik entfällt.



Als weiteres Verfahren sei der Vollständigkeit halber die RVM- Methode (Recovery Voltage Measurement) erwähnt, jedoch hat sich gezeigt, dass dieses Verfahren in der Modellierung für die Bewertung Transformatoren weniger geeignet ist. Mittlerweile gibt es aber bei dieser Messung einige neuere Auswerteverfahren, welche eine Verbesserung in der Bewertung der Messergebnisse erzielt haben.

Anschaltung an den Transformator

Nachfolgend eine Möglichkeit den Transformator mit dem Messsystem zu verbinden.

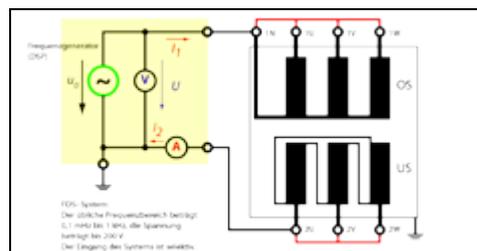


Bild 12: Schematische Darstellung des FDS-Systems an einen Transformator. Gemessen wird im vorliegenden Fall die Kapazität und der Verlustfaktor ($\tan \delta$) zwischen den Oberspannungs- und den Unterspannungswicklungen.

Die FDS- Messung arbeitet in einem Frequenzbereich von 0,1 mHz bis 1 kHz. Das bedeutet, dass die Messung im langsamen Bereich der Polarisationseffekte arbeitet, also der Grenzflächenpolarisation. Die Sinusspannung wird zwischen der OS- Wicklung und der US-Wicklung gelegt. Es wird demnach an einer Kapazität mit koaxialer Anordnung gemessen, was ein gutes Ergebnis erwarten lässt. Die Spannung beträgt 200 Vss, und kann mit einem zusätzlichen Verstärker bis 2 kVss erhöht werden. Der Strom wird gemessen und durch Umformen und Erweitern der Gleichung,

$$I(\omega) = j \omega C(\omega) U(\omega) \quad (1)$$

erhält man eine komplexe Kapazität die sich auf in einem Realanteil (C') und einem imaginären Anteil (C'') aufspalten lässt. Die Polarisationsverluste einschließlich der resistiven Verluste werden durch den imaginären Anteil C'' und die Leitungsverluste durch C' beschrieben.

Ohne weiter auf die mathematischen Herleitungen einzugehen errechnet sich der frequenzabhängige Verlustfaktor,

$$\tan \delta(\omega) = \frac{C''(\omega)}{C'(\omega)} = \frac{\epsilon''(\omega)}{\epsilon'(\omega)} \quad (2)$$

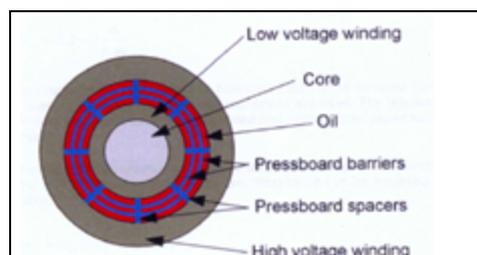


Bild 13: Darstellung der Spulen und Isolationskomponenten. Nachfolgend das zugehörige Ersatzschaltbild (ESB)

Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

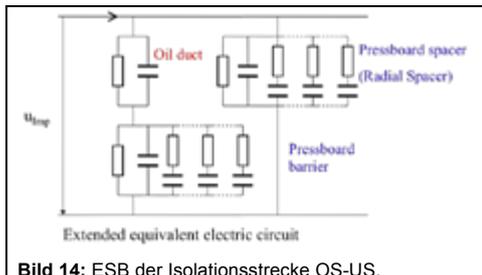


Bild 14: ESB der Isolationsstrecke OS-US.

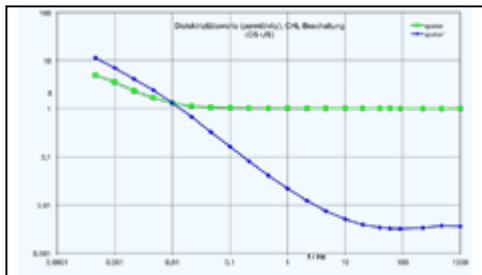


Bild 15: Komplexe Dielektrizitätswerte getrennt in ϵ' und ϵ'' . Der Verlustwinkel teilt sich auf in dem Anteil der Trägerleitung (ϵ') (vorwiegend Ionenleitung) und dem Anteil durch Polarisation von Molekülen im Dielektrikum (ϵ''). [7]

Bewertungsprinzip zum Ermitteln der Feuchte in der Feststoffisolation

- Messen des $\tan\delta$ der Isolationsstrecke über die Frequenz
- Bestimmen der ϵ -Werte der Dielektrika
- Bestimmen der Ölleitfähigkeit σ
- Ermitteln der C0-Kapazität

Die Bestimmung der Feuchte geschieht über eine Software, in der verschiedene Modelle hinterlegt sind. Diese im Labor erstellten Modelle werden über die Geometrie (Leisten und Zylinder), vorgegebener gemessener Temperatur so lange angepasst, bis die Modellkurve sich mit der gemessenen Kurve deckt. Über dieses Fitting lassen sich letztlich die Werte wie Feuchtegehalt und Ölleitfähigkeit (σ) bestimmen. Eine Schwierigkeit ist die Bestimmung der richtigen Temperatur. Hierzu ist zusätzlich zu dem Betriebsthermometer auch das Messen der Temperaturen über den Kessel notwendig. Letztlich ist nur ein möglichst genaues Abschätzen der Aktivteilmtemperatur einschl. des Öls möglich. Die Bewertungssoftware wird von den Herstellern der Messgeräte immer weiter verbessert, so dass auch die Ergebnisse immer besser werden. Der Ergebnisvergleich der Messgeräte verschiedener Hersteller zueinander stellt sich akzeptabel dar.

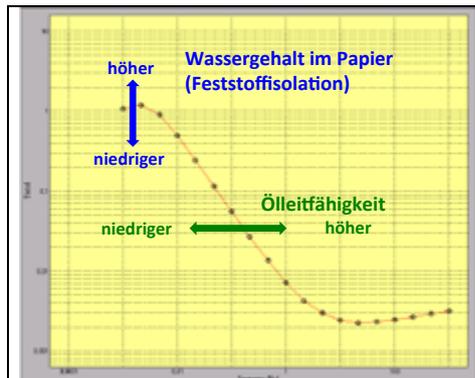


Bild 16: Einfluss der Ölleitfähigkeit und des Wassergehaltes in der Feststoffisolation auf den Verlustfaktor $\tan \delta$ durch physikalische Vorgänge.

Ein Zugewinn?

Die beiden hier vorgestellten Verfahren zur Diagnose an Transformatoren sind ohne Zweifel ein Zugewinn. Jedes Verfahren, welches die Möglichkeiten zur Diagnose erweitert ist ein weiterer Schritt zum sicheren Ergebnis. Während jedoch die klassischen Verfahren durch geschulten Fachkräfte durchgeführt und teilweise auch dann interpretiert werden können, sind die neuen Verfahren schon deutlich anspruchsvoller, was die Beschaltung am Objekt und die Bewertung der Ergebnisse betrifft, denn hierbei können durch Missachtung einiger elektrotechnischen Regeln erhebliche Unsicherheiten entstehen und das erzielte Ergebnis in Bezug auf eine Diagnose, wertlos machen. Als Beispiele seien hier die Anschluss technik und das Erdungskonzept genannt. Die Anbieter der Geräte vermitteln zwar das „Push button and feel free“ Gefühl, aber dem ist leider nicht so. Das Einschätzen des Messumfeldes und des zu messenden Objektes müssen im Vorfeld die weitere Vorgehensweise bestimmen. Nachlässigkeiten im Aufbau werden mit unsicheren bis falschen Ergebnissen beantwortet. Wer also aus Kostengründen disziplin fremde Personen die Messungen „noch mal eben schnell mitmachen“ lässt, handelt bestimmt nicht im Sinne der Sache. Dann sind die neuen Methoden kein Zugewinn, höchstens im monetären Bereich, falls die Messung gut gegangen ist. Um den Vergleich zu den klassischen Verfahren zu ziehen: Wie gut ist die gezogene Ölprobe von einem nicht geschulten Mitarbeiter und wie sicher sind dann die erzielten Ergebnisse von DGA und Isolieröluntersuchung?

Die neuen vorgestellten Verfahren

Was die dielektrischen Verfahren zur Bestimmung der Feuchte in der Feststoffisolation betrifft, so ist



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

dem Diagnostiker ein weiteres Hilfsmittel, unabhängig von der klassischen Methode über die Ölanalytik, an die Hand gegeben, um sichere und reproduzierbare Ergebnisse zu erzielen. Ungünstig kann sicher sein, dass die Messungen einen zeitlichen Aufwand erfordern, wie das Ab- und Auflegen der Leitungen am Transformator und die erforderliche Messzeit. Am Ende des Tages steht dagegen die Aussage über den Feuchtegehalt in der Feststoffisolation, und zwar unabhängig von den Gleichgewichtsbedingungen, welche bei den traditionellen Verfahren vorhanden sein sollten. Auch die Unsicherheiten bei den Verfahren zur Bestimmung der Feuchte im Öl, also die Karl Fischer Titration (KF), oder die Bestimmung über eine Messsonde (was übrigens auch ein neueres und scheinbar gutes Verfahren zur Ölfeuchtebestimmung darstellt), können für diese Zweck entfallen. Da die dielektrischen Verfahren nicht in einer Norm niedergeschrieben sind, fehlt auch eine Standardisierung. Allgemein hat sich aber etabliert, dass die Messungen zwischen den Spulen durchgeführt wird. Diese Ergebnisse werden demnach auch bewertet.

Bei dem SFRA- Verfahren besteht eine Standardisierung, diese ist in der Norm DIN EN 60076-18 festgeschrieben. Das mag auf der einen Seite hilfreich sein, jedoch war der vorher veröffentlichte Guide zu diesem Thema gut und ausreichend, eine Norm wäre vielleicht nicht nötig gewesen. Bezüglich der Schaltungsvarianten ist die Messung durch den Standard zufriedenstellend abgedeckt, was fehlt ist eine gute Anleitung zur Bewertung der Ergebnisse. Die vorgestellten Szenarien sind zum Teil mit der konventionellen Technik erkennbar. Schwierige Interpretationen, wie z.B. Kernverschiebungen sind nicht aufgeführt. Es bleiben viele Fragen offen. Hoffen wir auf ein vernünftiges Auswerteverfahren und den angekündigten Teil zwei der Norm.

Zusammenfassung

Die beiden vorgestellten Messverfahren sind ein Zugewinn, um die Frage im Titel zu beantworten, auch wenn einige Punkte offen bleiben. Beide Verfahren arbeiten von der Messtechnik her gut und erfolgreich. Die ermittelten Daten sind integer und reproduzierbar. Die Bewertung und die Auswerteverfahren sind zumindest bei der SFRA-Messung noch zu verbessern. Die Methode des zeitlichen Vergleichs ist die beste Möglichkeit, einen Fehler zu entdecken. Auch wenn die AuswerteprozEDUREN der SFRA- Messung vielleicht noch nicht so ausgereift sind, sollten auf jeden Fall die Werte an den Transformatoren aufgenommen werden, denn auch die Algorithmen werden ständig verbessert und dann wird auch in Zukunft ein sicheres Bewerten der Ergebnisse möglich sein.

Die FDS- Messung ist eine gute Möglichkeit zur Bewertung der Feuchte in der Feststoffisolation. Große Schwierigkeiten ergeben sich auch bei dieser Messtechnik nicht. Probleme werden meist durch die Verkabelung des Transformators verursacht, da die Leitungslängen doch erheblich sein können. Der Einsatz eines Verstärkers hat sich als positiv dargestellt. Die Bewertung der Feuchte in der Feststoffisolation ist ausreichend genau.

Autorenanschrift

Guntmar Gunkel
idea metrology
Im Dahl 29
58579 Schalksmühle
Tel.: +49 2355 40 12 44
Fax: +49 2355 40 12 39
info@idea-metrology.de

Literaturverzeichnis

- [1] DIN EN 60076-18
- [2] Megger Sweden AB: *Frax User Manual Version 2.5*, Released in 2011-06-01
- [3] Gunkel, Guntmar / Füser, Jens: *Diagnose an Transformatoren*, TLM 2013
- [4] Homagk, Christian: *Verfahren zu Vor-Ort-Diagnose von Leistungstransformatoren*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik des Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Diss. 2010
- [5] Leibfried, Thomas: *Diagnose an Leistungstransformatoren*, TAW Seminar Transformatoren 2012, Berlin
- [6] Koch, Maik: *Reliable Moisture Determination in Power Transformers*, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart. Diss 2008
- [7] Gunkel, Guntmar: *Diagnose an Leistungstransformatoren*, TAW Seminar Transformatoren 2015, Hamburg

