Frequenzantwort-Analyse bei Leistungstransformatoren

Der gläserne Transformator

Leistungstransformatoren müssen starken mechanischen Belastungen standhalten, die beispielsweise während eines Transports auftreten können. Aber auch Ereignisse während des Betriebs, wie Blitzschläge, nahe Kurzschlüsse, Erdbeben oder schlicht Materialermüdung im fortgeschrittenen Alter können schnell zu folgenschweren, mechanischen Veränderungen im Transformator führen. Es ist unbedingt notwendig, solche Beschädigungen rechtzeitig zu identifizieren. Sichtkontrollen sind sehr schwierig, zeitintensiv und liefern meist auch noch unklare Ergebnisse. Oft muss aufwendig das Öl abgelassen werden, oder eine teure Demontage wird erforderlich, um ein Problem zu orten. Bisher war ein Transformator wie eine Blackbox, und sein innerer Zustand ist von außen nur schwer einsehbar.

Alternativ dazu können heute diagnostische Messverfahren eingesetzt werden, die in der Lage sind, Beschädigungen schneller und zuverlässiger zu erkennen (*Bild 1*). Die Frequenzantwort-Analyse (FRA, Frequency Response Analysis) ist ein solches Werkzeug. Mit ihr können mechanische Anomalien in einem Transformator bequem diagnostiziert werden. Die relativ einfache Handhabung ermöglicht wiederholte Prüfungen zu jedem Anlass. Damit liefert die SFRA-Anlyse (Sweep Frequency Response Analysis) einen wertvollen Beitrag zur Betriebssicherheit und zur Wahrung des Anlagenvermögens. Es gibt viele Anlässe, bei denen eine Überprüfung der mechanischen Integrität des Transformators dringend geraten ist wie:

Matz Ohlen, Produkt und Marketing-Manager, Megger Sweden AB, Täby/Schweden; ***Klaus Spitzenberg***, Schulungsleiter, Megger GmbH, Oberursel.

- bei Qualitätsprüfungen während der Herstellung,
- vor und nach Kurzschlussprüfungen im Werk,
- nach jedem Transport,
- nach einem Kurzschlussfehler,
- nach Erdbeben und Blitzeinschlägen,
- wenn nach Gasanalysen und Vibrationsüberwachungen Verdacht besteht sowie
- vor und nach Wartungsarbeiten.

Die Frequenzantwort-Analyse (FRA)

Die unter den Abkürzungen FRA oder SFRA bekannten Verfahren messen und analysieren charakteristische Frequenzgangkurven üblicherweise im Frequenzbereich zwischen 20 Hz und 2 MHz (*Bild 2*). Die Zustandsbeurteilung von Leistungstransformatoren geschieht durch Vergleiche: Tatsächliche Daten werden mit Referenzdaten verglichen. Dies findet entweder durch visuelle Kontrolle der erstellten Graphikkurven statt oder mit den verarbeiteten FRA-Daten, also der Korrelationsanalyse. Es gibt drei Ansätze für den Vergleich gemessener Kurven mit Referenzdaten. Möglich sind folgende Vergleichstypen:

- der zeitbasierte Vergleich,
- der typbasierte Vergleich und
- der aufbaubasierte Vergleich.

Sobald ein mechanischer Schaden vermutet wird, nimmt der Anwender eine Messung vor und vergleicht diese mit einer schon bestehenden Referenzkurve. Im Idealfall wurde eine Referenzkurve (Fingerabdruck) von jeder Wicklung zu einem Zeitpunkt genommen, als der Transformator bekanntermaßen in gutem Zustand war. Ist die Kurve identisch, ist intern kein mechanischer Versatz aufgetreten (zeitbasierter Vergleich). Der Transformator kann seinen Betrieb zuverlässig wieder aufnehmen. Existiert keine frühere Referenzmessung, kann ein baugleicher (Zwillings-)Transformator als Referenz dienen (typbasierter Vergleich). Gibt es keinen identischen Transformator, können schließlich die Kenntnisse über Symmetrien zwischen den Wicklungen in einem Transformator weiterhelfen (aufbaubasierter Vergleich). Diese drei Ansätze werden weiter unten näher erklärt.

Die Analyse von FRA-Messungen wird im Frequenzbereich durchgeführt. Das bedeutet, die Frequenzgangkurven werden als Funktion der Frequenz geplottet. Die Messungen können entweder im Frequenzbereich oder im Zeitbereich durchgeführt werden. Frequenzbereichsmessungen werden als Frequenzganganalyse (SFRA) bezeichnet, um sie von den Zeitbereichsmessungen zu unterscheiden. Das in den Beispielen für diesen Aufsatz eingesetzte Messgerät prüft mit der SFRA-Methode und wendet bei allen gemessenen Frequenzen 10 V Spitze-zu-Spitze an. Ein typischer Frequenzgang von 20 Hz bis 2 MHz benötigt ungefähr 60 s bei Stan-

Bild 1. Heute können bei Transformatoren diagnostische Messverfahren eingesetzt werden, die in der Lage sind, Beschädigungen schneller und zuverlässiger zu erkennen

dardmesseinstellungen. Die in den Beispielen verwendeten Geräte können die Frequenzgangeinstellungen optimieren, um die Messzeit zu verkürzen. Dabei bieten sie gleichzeitig genügend Auflösung über den in Frage kommenden Frequenzbereich.

Im Zeitbereich werden ein oder mehrere Impulse verwendet und der Frequenzgang wird als Funktion der Zeit gemessen. Diese Methoden werden üblicherweise als Impuls- oder FFT-(Fast Fourier Transformation-)Methoden bezeichnet. Die Messdaten müssen für die Analyse in den Frequenzbereich (normalerweise mit FFT) übertragen werden. Als Folge der FFT-Übertragung ist die Auflösung bei niedrigeren Frequenzen gering und dadurch kann der Anwender Änderungen bei den magnetischen Eigenschaften des Transformators nur begrenzt erkennen.

Die Zeitbereichsmethoden sind dafür bekannt, dass sie eine niedrigere Wiederholbarkeit haben. Die meisten der heutzutage durchgeführten FRA-Messungen verwenden SFRA. Diese ist auch die empfohlene Methode in internationalen Normen und Empfehlungen.

SFRA-Normen und -Empfehlungen

Es gibt viele internationale Normen und Empfehlungen für das SFRA-Prüfen von Leistungstransformatoren:

- Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA), Cigre-Report 342, 2008;
- Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers, DL/T 911-2004, The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China ;
- IEC 60076-18 »Power Transformers – Measurements of Frequency Response«, 2010 (Draft);
- IEEE PC57.149/D4 Draft Trial-Use Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil Immersed Transformers, 2007 (Draft);
- interne Standards der Transformatorhersteller.

Die Normen geben detaillierte Empfehlungen zu Messabläufen und Analysen (DL/T 911-2004). Für eine gute Qualität des SFRA-Prüfens sind folgende Hauptpunkte zu beachten:

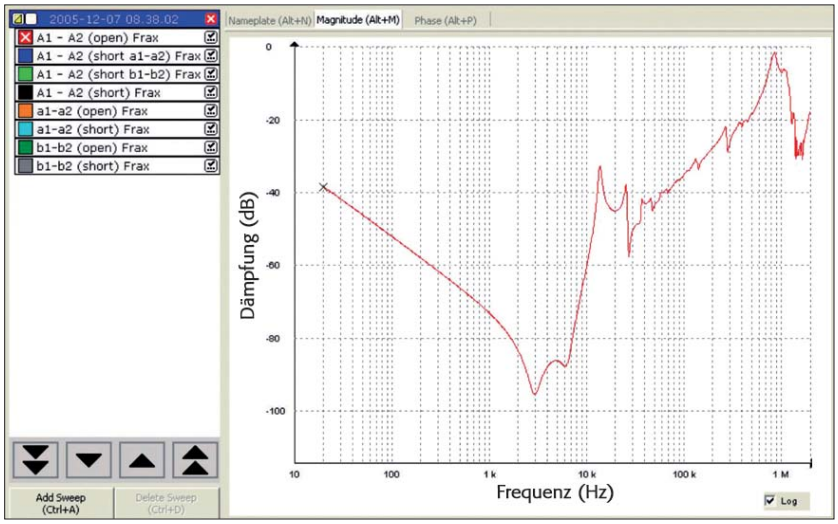

Bild 2. Typische SFRA-Messung; zeigt die Dämpfung über der Frequenz

- Es gibt Normen für SFRA-Messungen – diese sind zu befolgen.
- Es sind nur Prüfeinrichtungen zu wählen, die alle Normen erfüllen.
- Die Transformatoren sind so zu prüfen, wie es in den Normen beschrieben ist.
- Um eine hohe Messqualität und Wiederholbarkeit sicherzustellen, ist folgendes wichtig:

1. Es ist ein Gerät von hoher Qualität und hoher Präzision mit Eingangs- und Ausgangsimpedanz zu verwenden, die den Koaxialkabeln (50 Ω) entspricht.
2. Es ist die gleiche angelegte Prüfspannung bei allen SFRA-Messungen zu verwenden.
3. SFRA-Messungen müssen vor den Wicklungswiderstandsmessungen durchgeführt werden oder sichergestellt sein, dass der Transformator vor den SFRA-Messungen entmagnetisiert wird.
4. Es ist sicherzustellen, dass gute Anschlüsse vorhanden und die Abschirmungen der Koaxialkabel mit dem Durchführungsflansch verbunden sind. Hierzu ist die kürzeste Erdungsbandtechnik zu verwenden.
5. Transformator und Prüfaufbau müssen von einer Messung zur nächsten übereinstimmen (Stufeneinstellungen, externe Anschlüsse usw.). Der Aufbau ist detailliert zu dokumentieren.

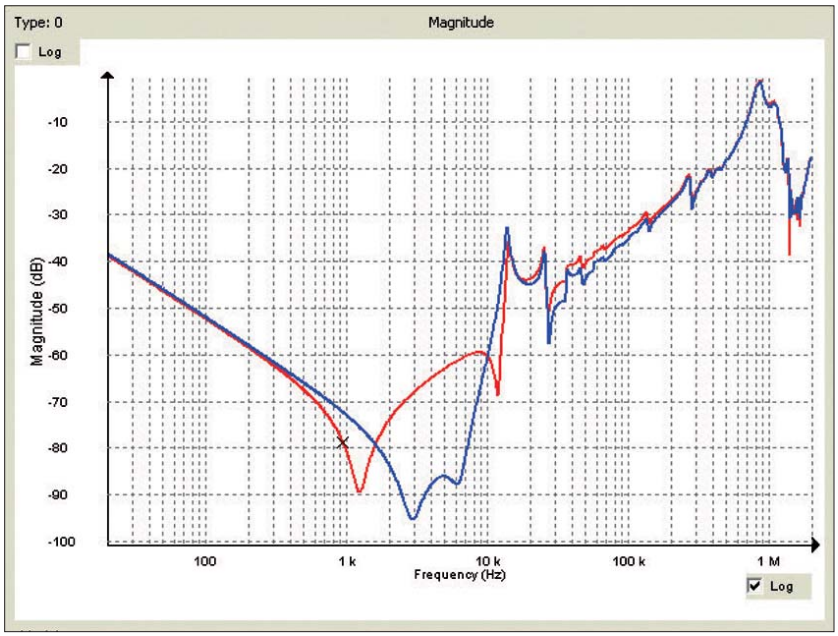

Bild 3. Typische Frequenzbereiche für SFRA-Analyse

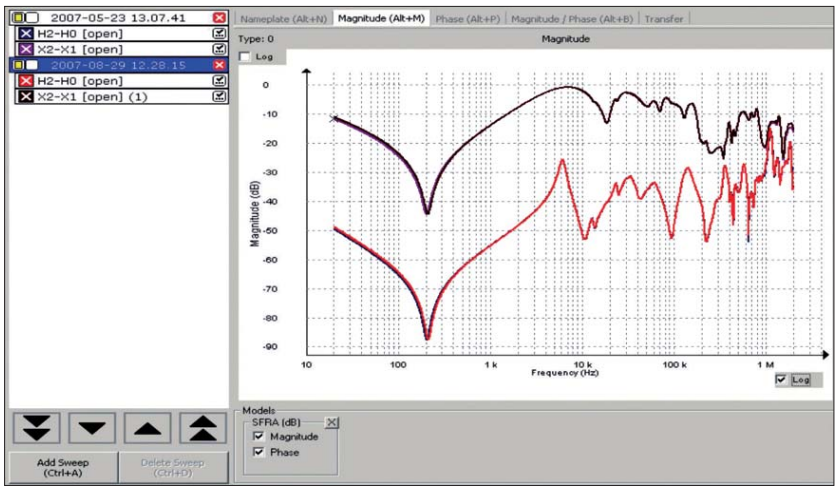

Bild 4. Vor und nach OS- und US-SFRA-Messungen; keine Änderungen nach dem Durchgangsfehler entdeckt

Interpretation der Ergebnisse

Wie *Bild 3* zeigt, äußert sich ein Problem mit dem Kern oder eine offene oder eine kurzgeschlossene Wicklung durch Abweichung im niedrigen Frequenzbereich (d. h., die gemessene Kurve und die Basislinienkurve werden verschieden sein). Änderungen können kurzgeschlossene Windungen, offene Stromkreise, Restmagnetismus oder Bewegungen des Kerns anzeigen. Im obigen Beispiel wird die Niedrigfrequenzabweichung durch ein Kernerdungsproblem verursacht.

Abgesehen von kurzgeschlossenen Windungen oder offenen Windungen, welche ebenfalls bei niedrigeren Frequenzen erkannt werden können, zeigen sich sonstige Wicklungsprobleme typischerweise im mittleren Freuquenzbereich. Übliche Fehler können Massenverschiebungen der Wicklungen in Bezug zu einander oder Wicklungsdeformationen sein. Abweichungen bei den hohen Frequenzen sind üblicherweise ein Indikator für interne Anschlussprobleme.

Messbeispiele

Zeitbasierte Vergleiche

Ein einphasiger 105-MVA-Blocktransformator (GSU) wurde nach einem Kurzschlussfehler gemessen. Referenzmessungen für den gleichen Transformator standen zur Verfügung. Für die Hoch- und Niederspannungswicklungen konnte ein direkter Vergleich durchgeführt werden. Wie in *Bild 4* zu sehen ist, sind die Frequenzgänge identisch. Somit ist erwiesen, dass die Kurzschlusskräfte den Transformator nicht beschädigt haben.

Bei einer anderen Prüfung wurde ein Einphasen-Dreiwicklungstransformator (403 kV/16 kV/16 kV, 103 MVA/51,5 MVA/51,5 MVA) vor und nach der Reparatur gemessen. Das Transformatoröl wurde abgelassen, der Transformator wurde 10 m verschoben, die Hochspannungsdurchführung wurde ausgetauscht und weitere Wartungstätigkeiten durchgeführt. Danach wurde der Transformator an den ursprünglichen Ort zurück gebracht und wieder mit Öl gefüllt.

Bei den in *Bild 5* gezeigten Messungen handelt es sich um die Messung der Hochspannungswicklung (Durchführung A1 und Durchführung A2), bei der beide Niederspannungswicklungen vor der Instandhaltungsarbeit (blau) und nach der Instandhaltungsarbeit (rot) offen waren. Es ist zu erkennen, dass beide Messungen bei allen Frequenzen über rd. 10 kHz identisch sind. Das ist ein sehr gutes Ergebnis.

Bei niedrigen Frequenzen bis rd. 10 kHz, die den Kern betreffen, ist dagegen ein Unterschied zu erkennen. Diese Art der Veränderung veranschaulicht einen typischen Unterschied zwischen »normalem« und »magnetisiertem« Kern. Dies ist also kein Fehler. In diesem Fall hat eine vorherige Wicklungswiderstandsmessung (WRM), die einen hohen Gleichstrom verwendet, eine Restmagnetisierung im Kern verursacht. Genau aus diesem Grund empfehlen SFRA-Normen die Durchführung von Wicklungswiderstandsmessungen erst nach dem SFRA-Prüfen.

Bild 6 zeigt Ergebnisse aus Messungen an einer baugleichen Einheit zum vorherigen Beispieltransformator. Die grüne Kurve zeigt die normale oder Basislinien-Messung und die rote Kurve zeigt eine Messung nach einer regulären Wartung, bei der die Kernerdung versehentlich unterbrochen wurde.

Ein deutlicher Unterschied beginnt bereits bei rd. 300 Hz; es zeigt sich ein Unterschied bis kurz über 100 kHz. Dies zeigt ein Problem an und sieht ganz anders als beim magnetisierten Kern im vorhergehenden Beispiel aus.

Bild 7 zeigt, dass es wichtig ist, die gleiche Messspannung zu verwen-

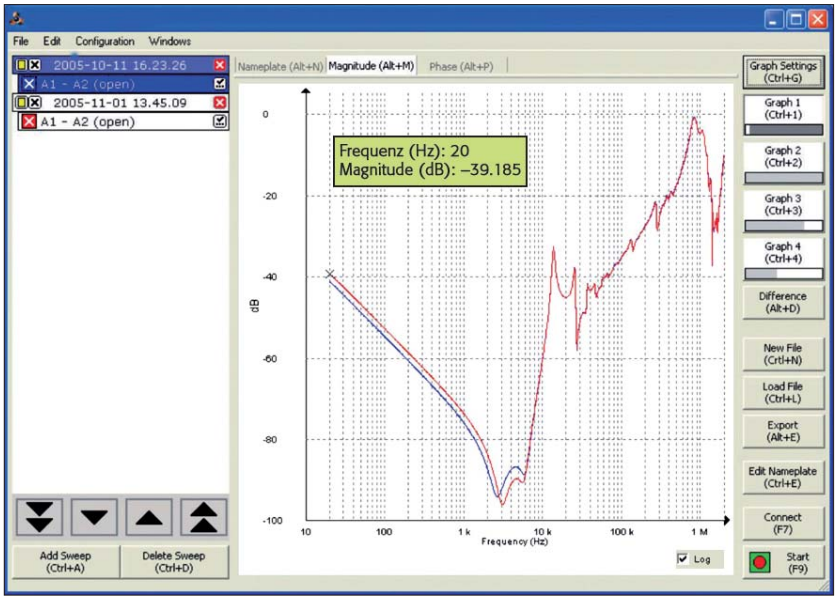

Bild 5. Auswirkung der Restmagnetisierung

den. In diesem Beispiel wird die Niederspannungswicklung (US-Wicklung) bei einem Transformator mit unterschiedlichen Messspannungen gemessen. Die Auswirkung zeigt sich als Betragsdifferenz bei niedrigen Frequenzen und auch als Verschiebung bei der ersten Resonanzfrequenz. Besonders beim Messen der Niederspannungswicklungen (offen) ist eine erhebliche Abweichung bei niedrigen Frequenzen zu sehen, wenn unterschiedliche Spannungen verwendet werden. Die meisten Geräte verwenden 10 V Spitze-zu-Spitze, dieser Wert wird als »Industriestandard« empfohlen.

Aufbaubasierte Vergleiche

Bild 8 zeigt SFRA-Messungen OS (offen) bei einem 40-MVA-Dyn1-Transformator. Diese Einheit wurde außer Betrieb genommen. Es wurde jedoch angenommen, dass der Transformator in gutem Zustand sei und als Ersatz verwendet werden könne. Es waren keine Vergleichsdaten aus vorangegangenen Prüfungen verfügbar.

Es wurde eine SFRA-Analyse nach dem DL/T 911-2004 Standard durchgeführt, bei der Messungen an symmetrischen Phasen der Ober- und Unterspannungsseiten verglichen wurden. Dabei wurde keine Abweichung/Verzerrung entdeckt; demnach sind die elektromechanischen Eigenschaften identisch. Für diesen Transformator besteht die Schlussfolgerung darin, dass zwischen den Phasen kein Unterschied besteht; somit wird angezeigt, dass der mechanische Zustand normal ist und die SFRA-Messungen als Referenz/Basislinie für künftige Messungen verwendet werden kann.

Typbasierte Vergleiche

Die nächste Alternative für vergleichende Analysen besteht darin, einen Transformator, oder mehrere, des gleichen Typs zu finden und die Messergebnisse zu vergleichen. Dabei ist es wichtig zu prüfen, dass die Geräte »Zwillinge« sind und nicht nur »gleich aussehen«. Eine typische Prüfliste zur Erkennung von Zwillingen kann sein:

- selber Hersteller,
- selbes Herstellungswerk,
- Original-Kunden- bzw. technische Spezifikationen,
- keine Modernisierung oder Reparatur,

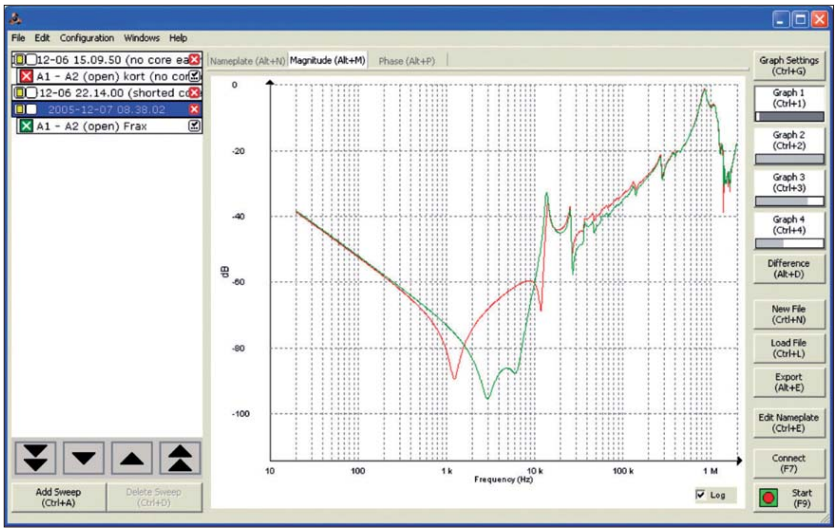

Bild 6. SFRA-Messungen an Hochspannungswicklung mit und ohne Kernerdung

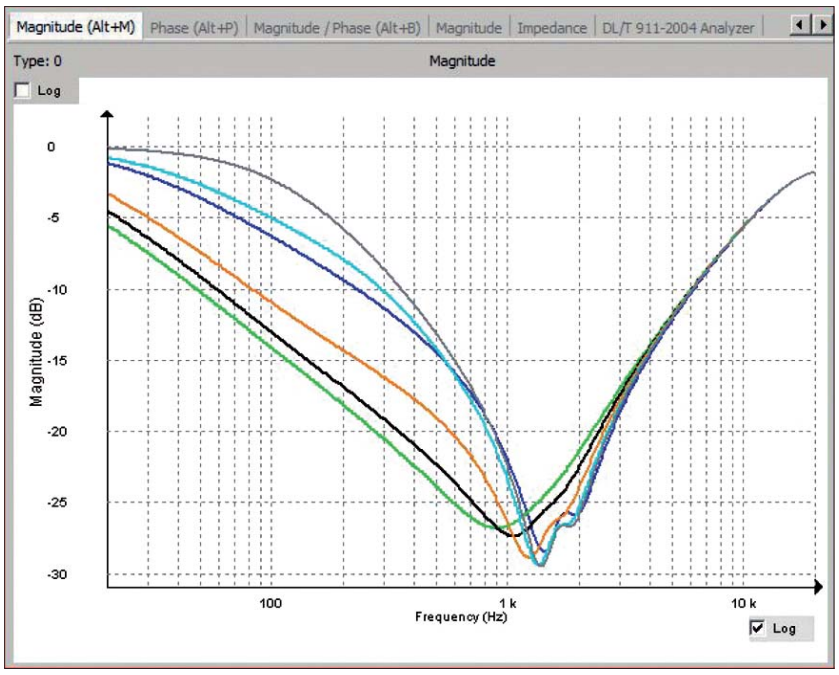

Bild 7. Auswirkung bei Verwendung unterschiedlicher Messspannung (US-Wicklung)

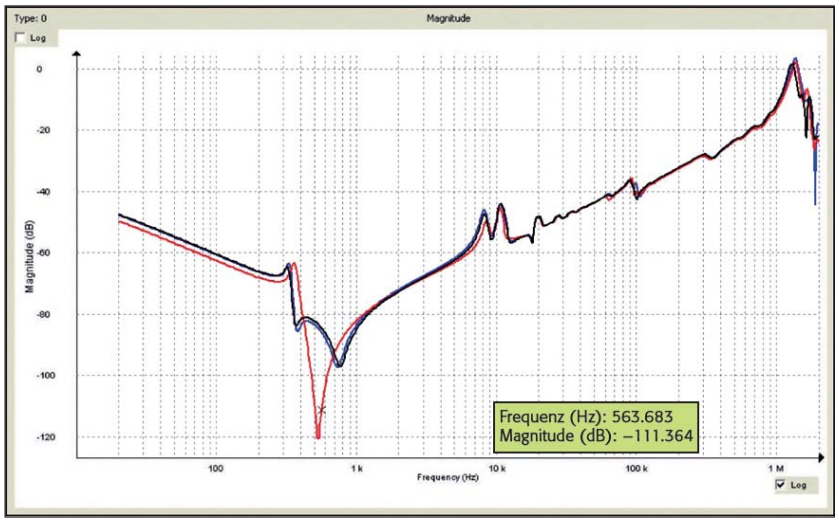

Bild 8. Phase-Phase-Vergleich bei einem Transformator in gutem Zustand

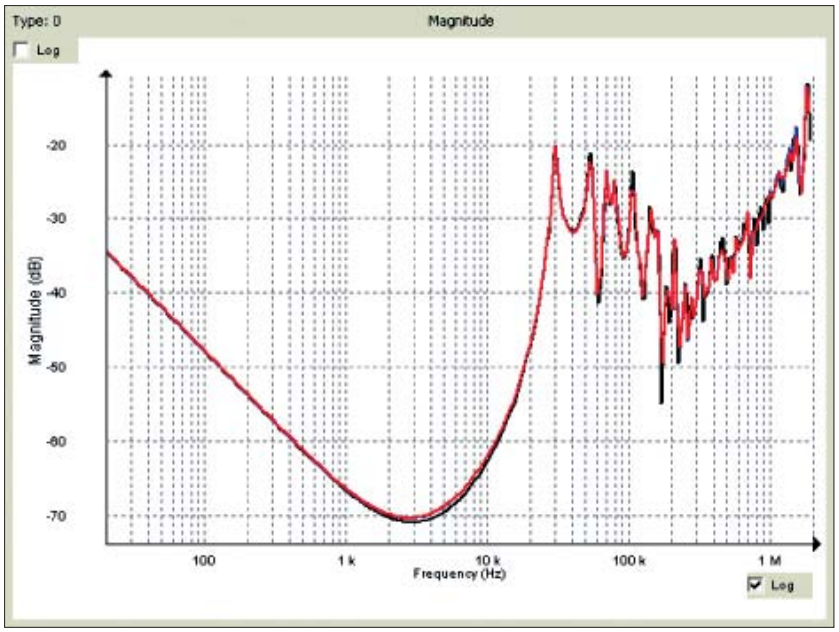

Bild 9. OS-Messungen (offen) bei drei 160-MVA-Generatortransformatoren (drei Spuren)

• selbes Herstellungsjahr Dokumentieren ±1 Jahr bei größeren Einheiten,
• das Gerät ist Teil einer Serienbestellung (Fortschreibung der ID-Nummern);
• für ein Projekt mit mehreren Einheiten mit neuem Aufbau: der »Referenz«-Transformator sollte möglichst nicht eines der ersten Geräte der Herstellung sein.

In *Bild 9* wird ein Beispiel für »Drillinge« gezeigt. Die Abbildung zeigt hochspannungsseitige Messungen (offen) an drei Einphasen-Generatortransformatoren (Mantelbauform). Es ist zu sehen, dass die Ähnlichkeit zwischen den Geräten ausgezeichnet ist; dies ist ein zuverlässiger Hinweis darauf, dass keiner von ihnen Kern- oder Wicklungsprobleme hat.

Vollständig gläsern wird der Transformator zwar noch nicht, jedoch bietet die SFRA-Anlyse eine hervorragende Möglichkeit, von außen Aussagen über mechanische Veränderungen im Inneren des Transformators zu treffen. Die Messungen sind einfach und schnell durchführbar. Damit erhöhen sie die Betriebssicherheit für den Betreiber, da man einen Transformator mit wenig Aufwand schnell überprüfen kann, wenn Verdacht auf mechanische Veränderung besteht. Hochwertigen SFRA-Prüfgeräten wird zudem modernste Anschlusstechnik mitgeliefert, die einfache Prüfaufbauten ermöglichen und eine hohe Reproduzierbarkeit der Messungen gewährleisten.

(39566)

matz.ohlen@megger.com

klaus.spitzenberg@megger.de

www.megger.de