

Beurteilung des Zustandes von Transformatoren mit der Übertragungsfunktion

J. Christian

Institut für Energieübertragung und
Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart

U. Sundermann

RWE Energie AG, Essen

1 Einleitung

Die Liberalisierung des Marktes für Energieerzeugung und -verteilung und der damit verbundenen Notwendigkeit der Kosteneinsparung, erzwingt eine optimierte Ausnutzung elektrischer Betriebsmittel. Leistungstransformatoren sind sehr kapitalintensive Komponenten. Diesen kommt daher besondere Bedeutung zu.

Aufgabe der modernen Diagnostik ist es, durch eine möglichst exakte Zustandsbestimmung die optimale Ausnutzung der Transformatoren im Hinblick auf die übertragbare Leistung und die Betriebsdauer zu gewährleisten, ohne die Betriebssicherheit unzulässig zu beeinflussen. Diese Aufgabenstellung gilt insbesondere für Transformatoren mit bereits fortgeschrittener Betriebsdauer und für Objekte, bei denen infolge von Fehlern im Netz Vorschädigungen vermutet werden.

Für die Zustandsbeurteilung von Transformatoren gibt es kein universelles Meßverfahren. Die Zusammenfassung der Ergebnisse unterschiedlichster Meßmethoden ergeben letztlich die Möglichkeit einer Zustandsbeurteilung, /4/. Gebräuchliche Methoden hierfür sind Widerstandsmessungen, Öl-Analysen (DGA, Furfurol), Relaxationsstrom-Messungen und TE-Messungen. Jede Meßmethode besitzt hinsichtlich der zu diagnostizierenden Schäden bzw. Alterungserscheinungen eine ganz bestimmte Empfindlichkeit.

Um mechanische Veränderungen in Transformatorwicklungen, wie sie beispielsweise durch Kurzschlüsse oder Transportschäden verursacht werden können, festzustellen, wird derzeit die Anwendung der frequenzabhängigen Übertragungsfunktion diskutiert. Hierbei erfolgt eine Bestimmung der Frequenzgänge eines Transformators über einen bestimmten Spektralbereich und damit der Charakteristika des Transformators. Um die Ergebnisse bewerten zu können, müssen diese referenziert werden. Da vergleichbare Messungen früherer Zeitpunkte oft nicht vorliegen, müssen aktuelle Messungen von Transformatoren gleichen Typs gegenübergestellt werden. Wie gut die Vergleichbarkeit solcher Messungen ist und wie stark meßtechnische Einflüsse eine direkte Gegenüberstellung von Meßergebnissen erschweren, soll in einer Reihenuntersuchung an mehreren typengleichen Objekten untersucht werden.

Die Bewertung von Ergebnissen erfordert umfangreiche Kenntnisse über den Zusammenhang zwischen mechanischen Veränderungen in Transformatorwicklungen und den Charakteristika der Übertragungsfunktionen. Die Anzahl auftretender Schadensfälle bei Transformatoren im Netzbetrieb ist nicht ausreichend, um mit deren Meßergebnissen derartige Gesetzmäßigkeiten in einem überschaubaren Zeitraum empirisch zu erforschen. Gezielte experimentelle Simulationen von mechanischen Schäden an Versuchswicklungen und -transformatoren sind daher notwendig. Mit diesen Experimenten soll einerseits die Empfindlichkeit gegenüber den zu detektierenden Schäden erforscht, andererseits die Zusammenhänge zwischen den Kennlinien der Übertragungsfunktion und der Art des Schadens erarbeitet werden.

2.1 Theorie des Verfahrens

Nach den Gesetzen der Systemtheorie geht man von einer Beschreibung eines Transformators als komplexes, passives, lineares und zeitinvariantes Netzwerk aus. Der Transformator stellt ein System mit einem Eingang und mehreren Ausgängen dar. Abbildung 2.1 veranschaulicht die Betrachtungsweise eines Trafos als komplexes RLC-Netzwerk.

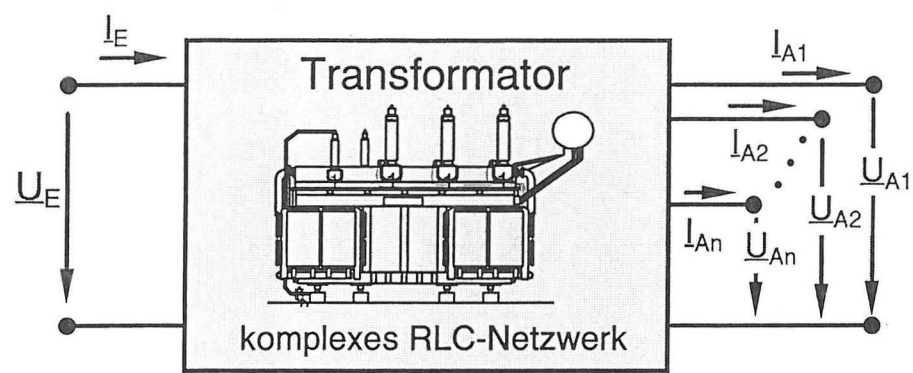


Fig. 2.1
Betrachtung des
Transformators als
komplexes RLC-
Netzwerk

Eine erregende Eingangsgröße hat verschiedene Systemantworten zur Folge. Entsprechend der Anzahl von definierten Ausgangsgrößen lassen sich eine Reihe von Übertragungsfunktionen definieren.

$$\underline{TF}_E(f) = \frac{I_E(f)}{\underline{U}_E(f)}$$
$$\underline{TF}_{Au,v}(f) = \frac{U_{A,v}(f)}{\underline{U}_E(f)} \quad \underline{TF}_{Ai,v}(f) = \frac{I_{A,v}(f)}{\underline{U}_E(f)} \quad (2.1)$$

Die einzelnen Übertragungsfunktionen besitzen hinsichtlich der zu detektierenden Effekte im Trafo eine sehr unterschiedliche Empfindlichkeit.

2.2 Praktische Realisierung von Messungen an Transformatoren

Die zur Ermittlung der Übertragungsfunktion notwendigen Messungen sind sowohl im Zeit- als auch im Frequenzbereich möglich.

Für die direkte Bestimmung im Frequenzbereich kommen üblicherweise Netzwerkanalysatoren zum Einsatz. Bei einer harmonischen Anregung wird das Übersetzungsverhältnis der Amplituden und die Phasenverschiebung zwischen Eingangs- und Ausgangssignal ermittelt. Ein Funktionsgenerator mit variabler Frequenz erzeugt die harmonischen Anregungen über den gewünschten Spektralbereich. Abbildung 2.2 illustriert das Prinzip eines Netzwerkanalysators.

Bei Messungen im Zeitbereich werden die Prüfobjekte mit Impulsspannungen beaufschlagt und deren Systemantworten gemessen. Als besonders praktikabel erweisen sich Offline-Untersuchungen mit Niederspannung. Die hierbei üblichen Impulspegel liegen im Bereich von 100 bis 2000 V.

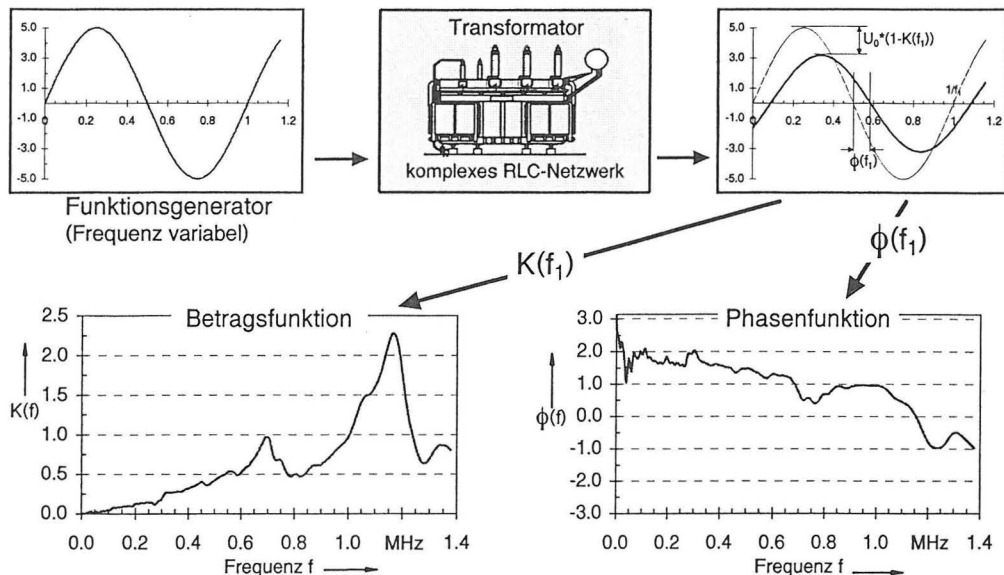


Fig. 2.2 Bestimmung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich

Je nach Prüfquelle und Prüfobjekt werden bei tragbaren Stoßgeneratoren Impulsanstiegszeiten bis ca. 200 ns und Rückenzeiten bis 200 μ s erreicht. Ziel ist es, eine möglichst breitbandige, impulsförmige Erregung zu erzeugen, d.h. große Anfangsteilheit und eine möglichst langsame Entladung im Rücken.

Fig. 2.3 zeigt schematisch das Prinzip der Messung im Zeitbereich. Die gefilterten Zeitsignale von Impulsanregung und Antwortsignal werden abgetastet und gefenstert, $/1/$. Die anschließende Berechnung der Signalspektren mittels der schnellen Fourier-Transformation und die Quotientenbildung liefert die komplexe Übertragungsfunktion.

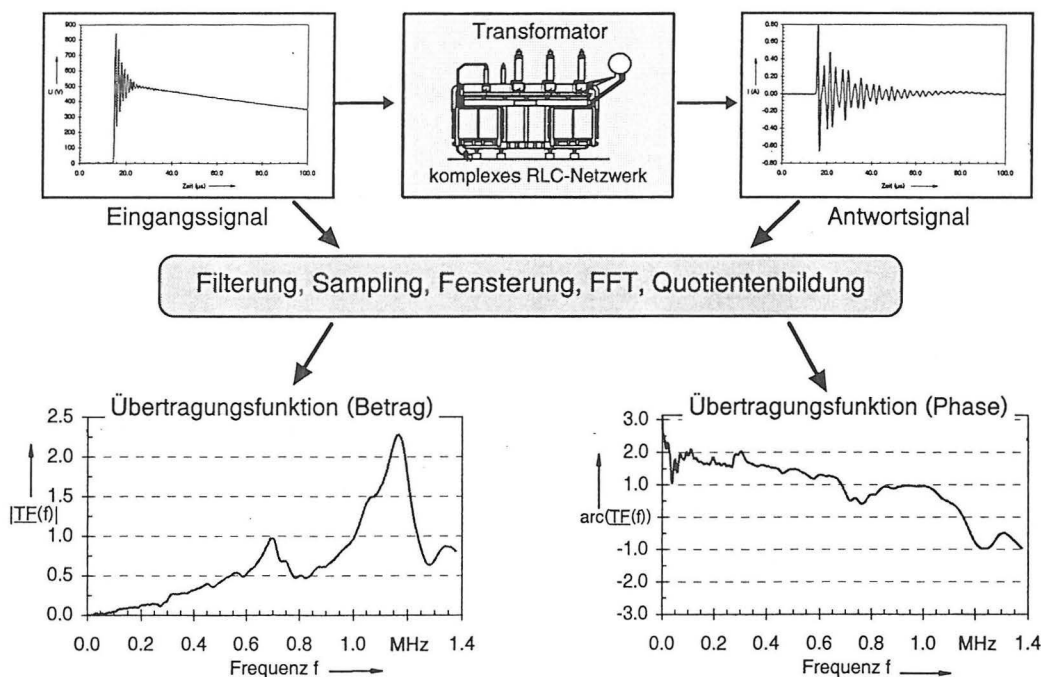


Fig. 2.3 Bestimmung der Übertragungsfunktion im Zeitbereich

Messungen im Zeitbereich besitzen gegenüber der Methode im Frequenzbereich den Vorteil, daß die Dauer einer Frequenzgangsmessung deutlich kürzer ist. Mit einem transienten Vorgang, der insgesamt nur wenige hundert μ s andauert, kann der Frequenzgang bis in den Bereich von 1 MHz bestimmt werden. Die Datenaufzeichnung und die Berechnung der Übertragungsfunktion nehmen nur wenige Sekunden in Anspruch. Messungen mit Netzwerkanalysatoren können demgegenüber mehrere Minuten andauern. Je nach angelegter Prüfschaltung und der Ausführung des Meßsystems können mehrere Übertragungsfunktionen gleichzeitig bestimmt werden. Marktübliche Netzwerkanalysatoren besitzen häufig nur die Möglichkeit zur Erfassung eines Antwortsignals. Mit einer Meßschaltung kann daher nur eine Übertragungsfunktion ermittelt werden. Bei umfangreichen Meßreihen mit mehreren Untersuchungsobjekten, verschiedenen Prüfschaltungen und diversen Stufenschalterstellungen sind kurze Meßzeiten von besonderem Interesse.

Die Signalpegel von Messungen in Frequenzbereich liegen im Bereich von 1 bis 10 V. eventuelle Störeinkopplungen können teilweise zu deutlichen Fehlern in bestimmten Frequenzausschnitten führen. Der Funktionsgenerator garantiert allerdings durch seinen festen Amplitudenwert bei variabler Frequenz einen konstanten Rauschabstand über den gesamten Meßbereich. Bei transienten Zeitsignalen ist dies infolge ihrer begrenzten Bandbreite in der Regel nicht gewährleistet.

Die aus transienten Zeitsignalen berechneten diskreten Signalspektren sind äquidistant, d.h. die Auflösung der Frequenzgänge über den Meßbereich ist konstant und hängt unmittelbar mit der zeitlichen Tiefe des verwendeten Zeitsignalfensters zusammen. Netzwerkanalysatoren besitzen Bereichsumschaltungen, welche den Abstand zwischen zwei aufeinanderfolgenden Frequenzen dem aktuellen Meßbereich anpassen. Der niederfrequente Meßbereich besitzt daher eine feinere Frequenzauflösung als der höherfrequente Bereich. Obwohl sich der Meßbereich bis mehrere MHz erstreckt, ist es mit Netzwerkanalysatoren also möglich, den Frequenzbereich unter 1 kHz mit ausreichender Genauigkeit aufzulösen. Der Anwendung von Stoßspannungen bei Messungen im Zeitbereich sind diesbezüglich Grenzen gesetzt.

3 Anwendung in der Zustandsdiagnose bei Betriebsmitteln

Eine Verlängerung der Nutzungsdauer und eine höhere Auslastung der elektrischen Betriebsmittel kann zu einem erhöhtem Ausfallrisiko führen. Um ein solches Risiko abzuschätzen oder verringern zu können, sind Zustandsdiagnosen notwendig.

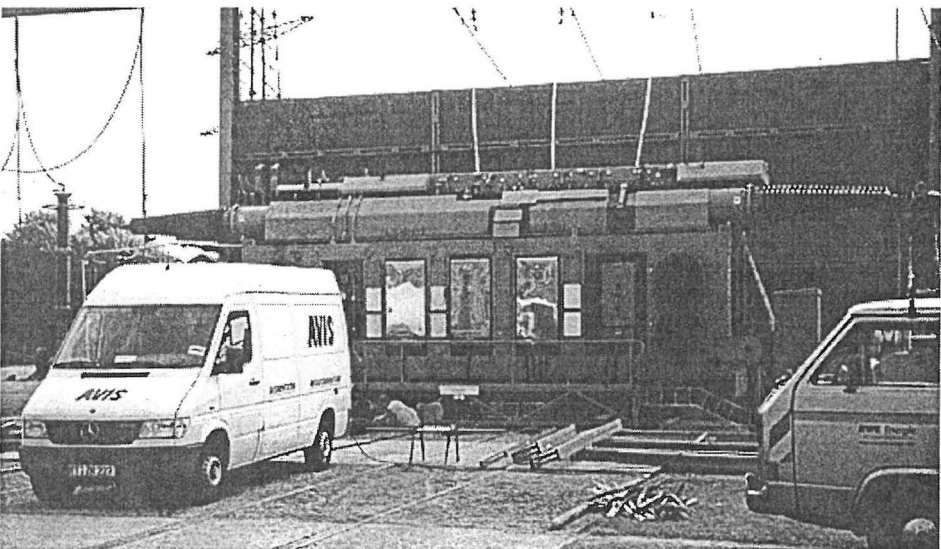


Fig. 3.1
Vor-Ort-Messung
der Übertragungs-
funktion an einem
200 MVA- Trafo
mit mobiler Meß-
einrichtung

Im Rahmen der unter Abschnitt 1 genannten Diagnoseverfahren wird die Übertragungsfunktion als Methode zur Erkennung mechanischer Veränderungen diskutiert. Tritt beispielsweise bei einem Transformator der Verdacht eines Schadens infolge Transport, unsachgemäßer Reparaturarbeiten oder eines Kurzschlusses auf, so besteht die Möglichkeit, den Trafo außer Betrieb zu nehmen und die Übertragungsfunktion zu bestimmen. Messungen im Zeitbereich mit Niederspannung dauern wenige Stunden, so daß die Ausfallzeit maximal einen Tag beträgt. Fig. 3.1 zeigt den automatisierten Aufbau einer Übertragungsfunktionsmessung mit Niederspannung. Stoßgenerator und digitales Meßsystem sind fest in einem Fahrzeug integriert. Der Meßwagen steht in unmittelbarer Nähe zum abgeklemmten Transformator. Mit Hilfe entsprechender Adapter und Koaxialkabeln entsteht eine direkte Verbindung der Trafoklemmen zum Transientenrekorder und zum Stoßgenerator. Die Dauer der Montagearbeiten beträgt ca. 1 Stunde.

Die Übertragungsfunktion stellt in erster Linie eine vergleichende Diagnosemethode dar. Erfolgt also eine aktuelle Messung an einem Transformator, muß diese auf bestehende Ergebnisse referenziert werden. Fig. 3.2 zeigt die Vorgehensweise.

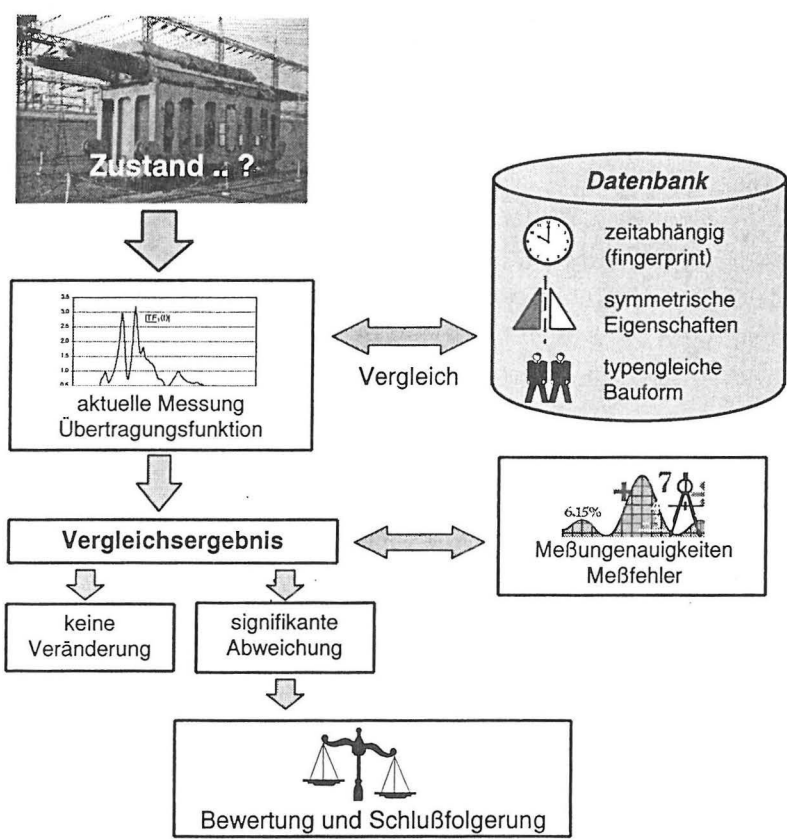


Fig. 3.2:
Vor-Ort-Zustandsdiagnose bei Leistungstransformatoren mit der Übertragungsfunktion

Gegenüberstellungen von Ergebnissen lassen sich in drei verschiedene Typen klassifizieren. Bei zeitabhängigen Vergleichen wird die aktuelle Messung Ergebnissen aus früheren Messungen gegenübergestellt, [2]/[3]. Derartige Aufzeichnungen aus früheren Tagen sind oftmals nicht verfügbar, oder es lassen sich die damals vorherrschenden Untersuchungsbedingungen nicht mehr exakt rekonstruieren. Mechanische Veränderungen treten in der Regel nicht gleichzeitig und im selben Maße an allen 3 Wicklungsschenkeln gleichzeitig auf. Erfolgt eine zyklische Vertauschung der Prüfschaltung an den Phasen U, V und W, so können die Ergebnisse der einzelnen Wicklungsschenkel miteinander verglichen werden. Je nach Konstruktion des Aktivteils ist die Gleichartigkeit der 3 Wicklungsschenkel in teilweise sehr unterschiedlichem Ausmaß aus

den Ergebnissen der Übertragungsfunktion ersichtlich. Eine Vergleichsmöglichkeit zur Detektion eventueller mechanischer Änderungen ist daher nicht immer gegeben. Eine dritte Vergleichsmöglichkeit besteht in der Referenzierung von Transformatoren des selben Typs. Typengleiche Objekte ergeben in den meisten Fällen gut übereinstimmende Meßergebnisse. Dies gilt insbesondere dann, wenn Hersteller und Baujahr bei allen Objekten gleich sind.

Fig. 3.3 zeigt Beispiele für die drei vorgestellten Vergleichsarten bei Übertragungsfunktionen.

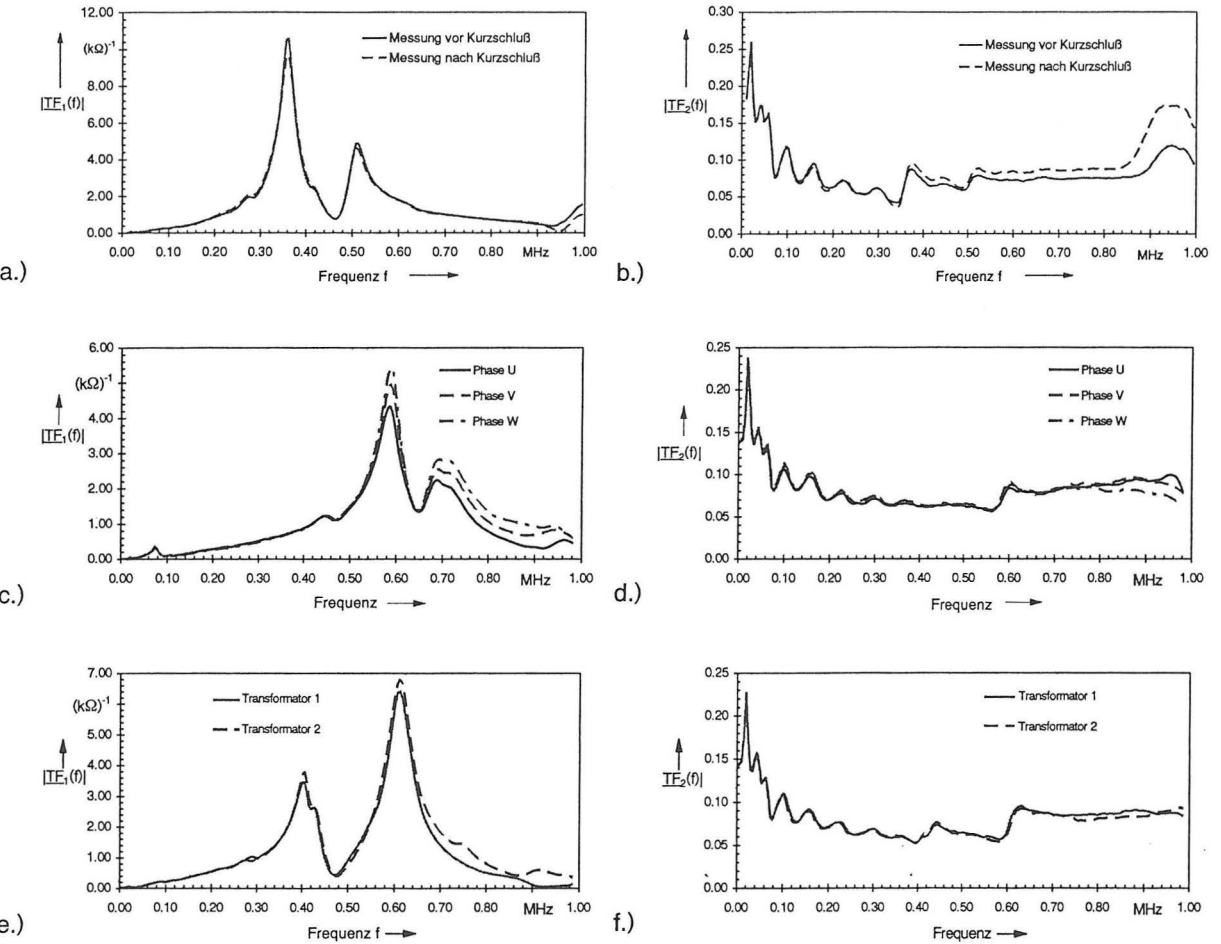


Fig. 3.3 Beispiele für drei Vergleichsarten bei Übertragungsfunktionen

- zeitlicher Vergleich (fingerprint) a.) Sternpunktstrom b.) übertragene Spannung
- Symmetriebetrachtung c.) Sternpunktstrom d.) übertragene Spannung
- baugleiche Transformatoren e.) Sternpunktstrom f.) übertragene Spannung

Entsprechend der Darstellung unter Fig. 3.2 muß, nachdem das aktuelle Meßergebnis mit der Referenzkurve verglichen und der zu erwartende Meßfehler mitberücksichtigt wurde, entschieden werden, ob ein signifikanter Unterschied zwischen Meßkurve und Referenz vorliegt. Wird ein solcher festgestellt, muß das Ergebnis bewertet und weitere Schlußfolgerungen gezogen werden. Ein Betreiber hat ein Interesse an der Frage, ob tatsächlich ein Schaden vorliegt, der Art des Schadens, der Lokalisierung, dem Ausmaß und an einer Prognose zum Ausfallrisiko für den weiteren Betrieb. Erfahrungswerte für die Beantwortung dieser Fragestellungen sind derzeit noch nicht ausreichend verfügbar. Die Zusammenhänge zwischen mechanischen Veränderungen in Trafowicklungen und den Charakteristika der Übertragungsfunktion sind noch nicht ausreichend erforscht.

Moderne Diagnoseverfahren müssen in der Lage sein, Veränderungen an Betriebsmitteln festzustellen und diese zu klassifizieren und zu bewerten. Die bisher gezeigten Verfahren zum Vergleich von Übertragungsfunktionen dienen zunächst der Erkennung signifikanter Änderungen in Transformatorwicklungen. Die Ergebnisse des Vergleichs bedürfen einer weiteren Analyse mit entsprechenden Schlußfolgerungen. Hierzu ist es notwendig, die Zusammenhänge zwischen mechanischen Änderungen in Transformatorwicklungen und den Charakteristika von Übertragungsfunktionen zu kennen. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Transformatoren ist es notwendig, diese Zusammenhänge mittels gezielter experimenteller Simulationen von mechanischen Fehlern an Versuchswicklungen zu erarbeiten. Die Ergebnisse einer Vielzahl von Experimenten soll in einer Datenbasis zusammengeführt werden, damit empirisch gefundene Gesetzmäßigkeiten formuliert werden können. Bisher ist kein größerer Umfang an experimentellen Ergebnissen verfügbar, um derartige Gesetzmäßigkeiten erarbeiten zu können.

4.1 Radiale Deformationen

Kurzschlußströme in Transformatorwicklungen bewirken radiale und axiale Kräfte im Wicklungsaufbau. In manchen Fällen ist die mechanische Beanspruchung derart groß, daß bleibende Verformungen entstehen. Das Ausmaß der Verformung kann sehr unterschiedlich sein. Nicht jede mechanische Veränderung führt unmittelbar zu einem Betriebsausfall. Manche Schädigungen bleiben zunächst unerkannt und stellen dadurch einen zusätzlichen Risikofaktor beim Weiterbetrieb dar. Das Ziel für die Anwendung der Übertragungsfunktion ist unter anderem die Erkennung derartiger Vorschäden. Um die Empfindlichkeit gegenüber Wickledeformationen nachzuweisen, sind gezielte experimentelle Simulationen an Versuchswicklungen notwendig. Abbildung 4.1 zeigt hierzu die Realisierung von radialen Pressungen an der Regelwicklung eines 200 MVA-Maschinentrafos.

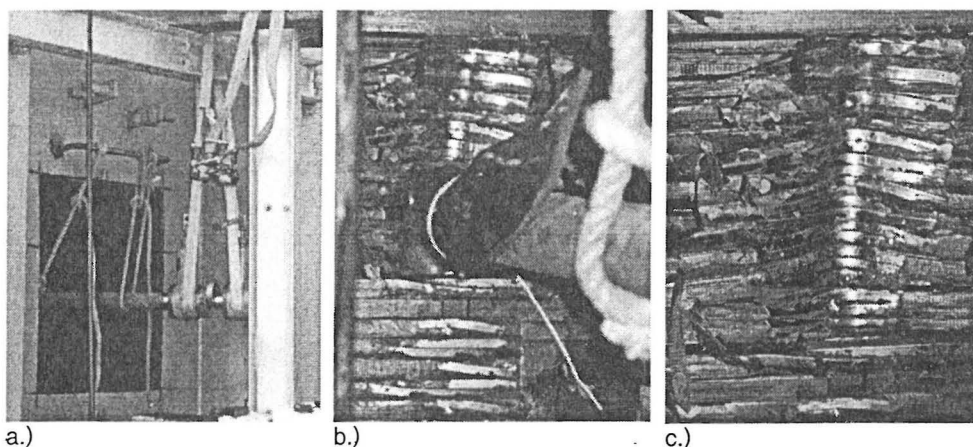


Fig. 4.1

Experimentelle Simulation radialer Deformationen an einer Regelwicklung

(200 MVA-Maschinen-Transformator)

- a.) Pressvorrichtung (300 kN)
- b.) Druck-Stempel
- c.) bleibende radiale Deformation

Eine in den Kessel eingeschweißte Öffnung und eine angeschweißte Stahlkonstruktion ermöglichen die Pressung der äußersten Wicklungsschicht am Schenkel der Phase V. Mit hydraulischen Pressen und einem Stempel werden bleibende Verformungen in radialer Richtung erzeugt. Bei unterschiedlichen Graden der künstlich erzeugten Schäden werden systematisch die Übertragungsfunktionen für die übertragene Spannung und den Sternpunktstrom gemessen. Abbildung 4.2 zeigt die Ergebnisse für die unterschiedlichen Grade der Deformation. Das Ausmaß der Schäden beläuft sich auf radiale Tiefen von 2 bis 5 cm, eine azimuthale Breite von ca. 10 cm und eine axiale Ausdehnung von 10 bis 50 cm.

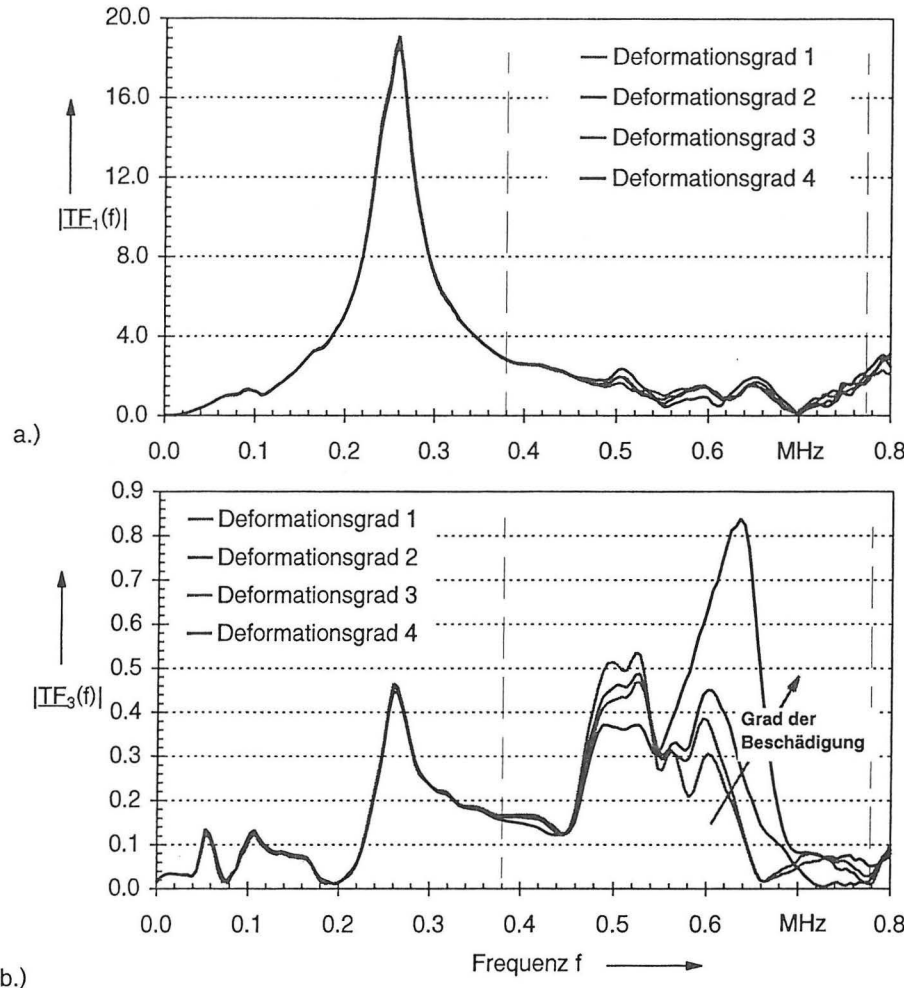


Fig. 4.2:
Experimentelle
Simulation von
radialen
Deformationen am
einem 200 MVA-
Maschinentrafo bei
verschiedenen
Graden der
Beschädigung

a.) Übertragungs-
funktion für den
Sternpunktstrom

b.) Übertragungs-
funktion für die
übertragende
Spannung des
gestoßenen
Schenkels

Die Auswirkungen der gezielten Manipulationen sind sehr deutlich in den Ergebnissen der übertragenen Spannung sichtbar. Signifikante Änderungen in den Frequenzfunktionen sind in erster Linie im Bereich zwischen 400 und 800 kHz sichtbar. Die ermittelten Übertragungsfunktionen beim Sternpunktstrom zeigen keine signifikanten Abweichungen untereinander. Die sichtbaren Abweichungen sind nicht uneingeschränkt von den auftretenden Meßunsicherheiten zu trennen.

4.2 Axiale Verschiebungen

Neben radialen Beanspruchungen treten auch axiale Kurzschlußkräfte in Transformatorwicklungen auf. Diese können in Extremfällen zu bleibenden Verschiebungen zwischen einzelnen Wicklungsteilen führen. Um eine Abschätzung für die Empfindlichkeit der Übertragungsfunktion gegenüber derartigen Schäden zu erhalten, werden hierzu Experimente an einzelnen Wicklungsröhren durchgeführt. Abbildung 4.3 zeigt die Versuchsanordnung zur experimentellen Simulation von axialen Verschiebungen. Ein aus Unterspannungswicklung und Stammwicklung bestehender Wicklungsblock wird in einer Werkstatt derart präpariert, daß die Oberspannungswicklung mit Hilfe eines Krans gegenüber der Unterspannungswicklung angehoben werden kann.

Die Stoßspannung wird auf die Klemme der Oberspannungsseite gegeben. Der Erdstrom am Wicklungsende der Hochspannungswicklung und die auf die Unterspannungswicklung übertragene Spannung zwischen den Wicklungsenden werden als Antwortsignale gemessen und deren Übertragungsfunktionen berechnet. Fig. 4.4 gibt einen Überblick zu den Ergebnissen der Experimente.

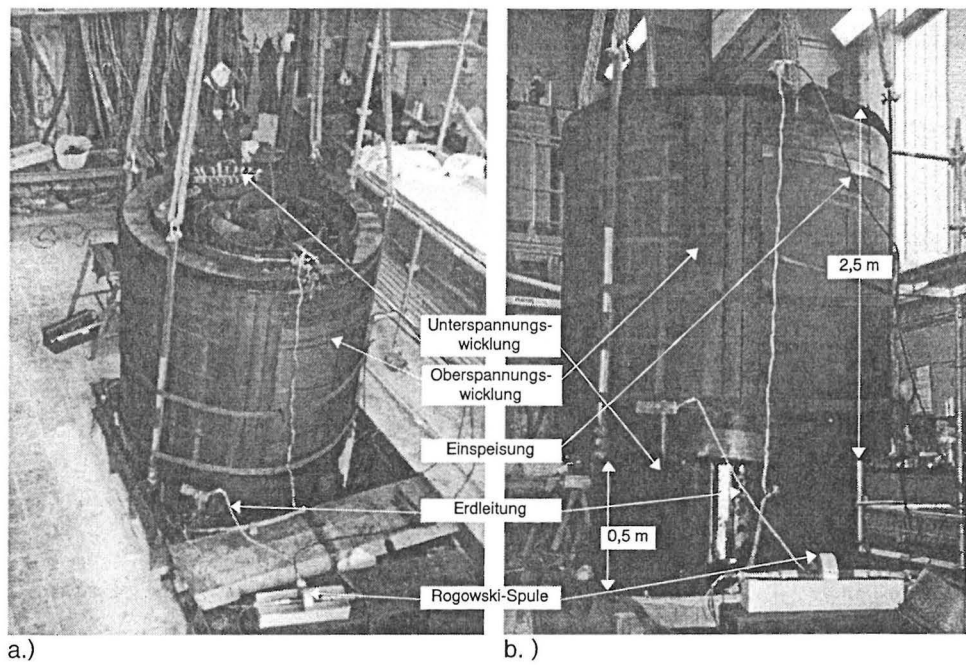


Fig. 4.3
Experimentelle Simulation von axialen Verschiebungen zwischen zwei Wicklungsrohren
 a.) ursprünglicher Zustand
 b.) Hochspannungswicklung um 50 cm angehoben

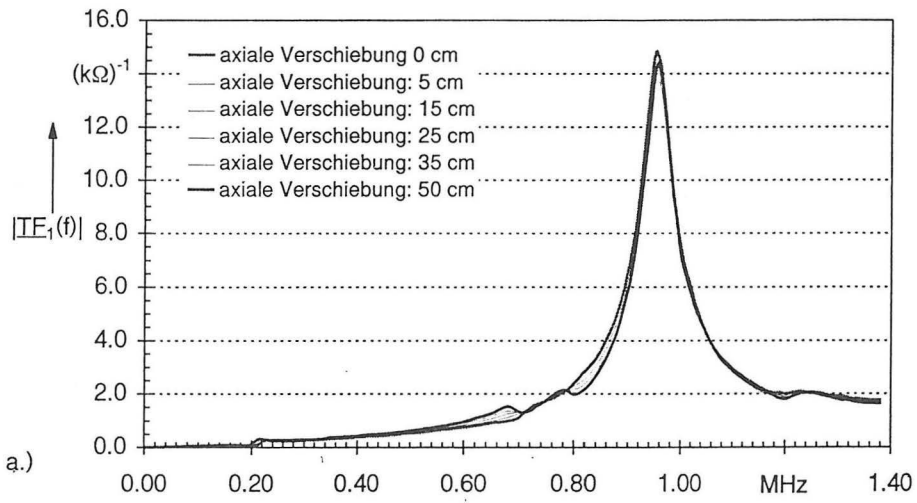
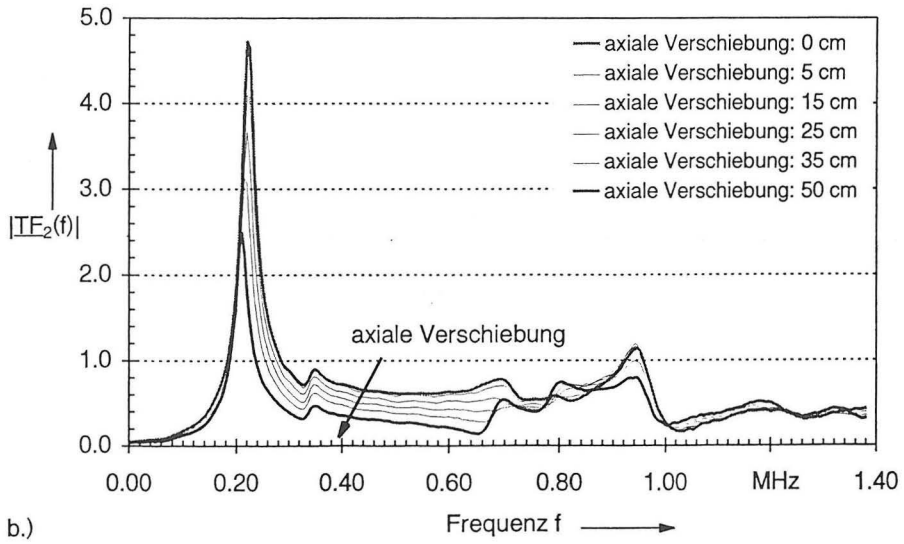


Fig. 4.4:
Experimentelle Simulation von axialen Verschiebungen an einer 200 MVA-Wicklung
 a.) Übertragungsfunktion für den Erdstrom am Wicklungsende der Oberspannungswicklung



b.) Übertragungsfunktion für die übertragene Spannung entlang der Unterspannungswicklung

Die Anhebung der Oberspannungswicklung gegenüber der Unterspannungswicklung spiegelt sich nicht signifikant in der Übertragungsfunktion des Erdstroms wider. Der Effekt der axialen Verschiebung unterscheidet sich nicht wesentlich von den auftretenden meßtechnisch bedingten Fluktuationen. Deutlich ausgeprägter sind die Effekte der axialen Verschiebung im Ergebnis der übertragenen Spannung. Im Frequenzbereich von 200 bis 600 kHz tritt mit größer werdender Verschiebung eine stärker werdende Dämpfung der Kopplung von Ober- zu Unterspannungswicklung auf.

Signifikant sichtbar ist der Effekt der axialen Verschiebung ab einer Höhe von 5 cm. Bei einer Gesamthöhe des Wicklungsblocks von 2,5 m entspricht dies einer Verschiebung von 2 % der Wicklungshöhe und markiert damit die Empfindlichkeitsgrenze bei diesem Experiment.

5 Reihenuntersuchung an Transformatoren mit fortgeschrittener Betriebsdauer

Mechanische Schäden infolge von Kurzschlußfehlern oder sonstigen Einflüssen führen nicht zwangsweise zum Ausfall des Betriebsmittels. Es muß davon ausgegangen werden, daß in manchen Fällen die Folgen von Fehlern im Netz oder unsachgemäßer Behandlung beim Transport zunächst unerkannt bleiben. Derartige Vorschädigungen können die Ausfallwahrscheinlichkeit infolge der in Zukunft auftretenden mechanischen Beanspruchungen erhöhen. Werden Vorschäden frühzeitig erkannt, so kann durch gezielte Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen die Betriebsicherheit wieder auf das ursprüngliche Maß zurückgeführt werden. Derzeit existiert keine gesicherte Methode zur Erkennung von mechanischen Vorschäden. Die Übertragungsfunktion steht hierfür als mögliche Methode zur Diskussion. Umfangreichere Erkenntnisse über die Praxistauglichkeit existieren bisher nicht. Nur in sehr seltenen Fällen sind Referenzdaten aus Zeiten des schadensfreien Zustand verfügbar. Besteht der Verdacht einer mechanischen Schädigung, bleibt oft nur der Vergleich der einzelnen Wicklungskörper, es sei denn, es stehen mehrere Trafos gleichen Typs und Herstellers zur Verfügung. Diese Ergebnisse können dann gegenübergestellt werden. Weicht das Meßergebnis des verdächtigen Objekts signifikant von denen der anderen Transformatoren ab, so kann dies ein Indiz für eine vorliegende mechanische Schädigung sein. Bedingung dafür ist eine ausreichende Reproduzierbarkeit der Meßergebnisse. Der Einfluß der angelegten Prüfschaltung und der Umgebungsbedingungen

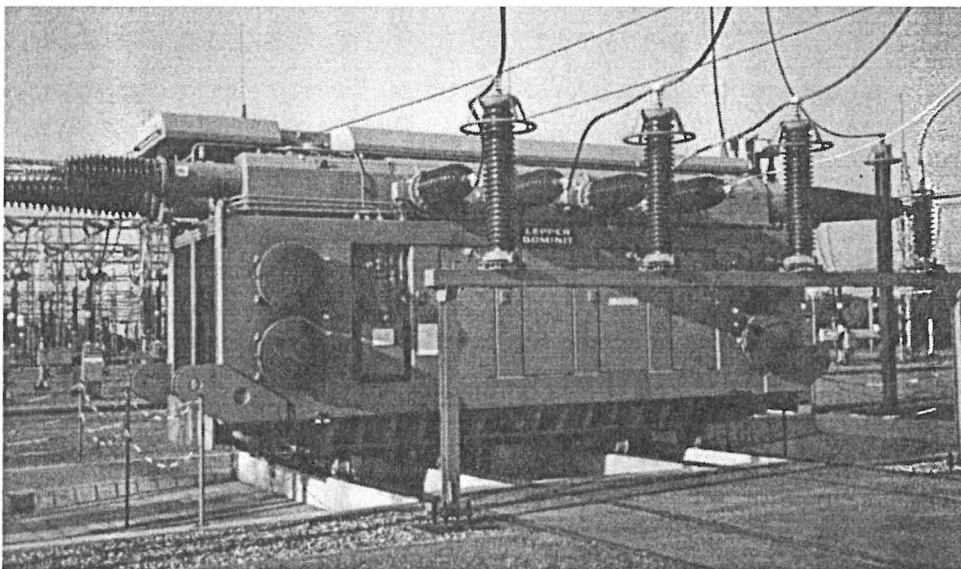


Fig. 5.1

Untersuchungs-
objekt
200 MVA-
Umspanntrans-
formator,
110/220/10 kV,
YNynd5

sollte deutlich unter der Empfindlichkeitsgrenze der Methode gegenüber den zu detektierenden mechanischen Schäden sein, /2/.

In einer Versuchsreihe an 30 typengleichen Transformatoren eines Herstellers soll diese Problemstellung näher untersucht werden. Gegenstand der Untersuchung sind Umspanntransformatoren mit einer Nennleistung von 200 MVA bei den Nennspannungen 220/110/10 kV. Die Herstellungsjahre erstrecken sich über einen Zeitraum von ca. 10 Jahre. Abbildung 5.1 zeigt ein Exemplar in der 110/220 kV-Umspannanlage Osterath.

Mit Hilfe einer mobilen Meßapparatur werden derzeit systematisch die Übertragungsfunktionen am sämtlichen Versuchsobjekten im Versorgungsgebiet der RWE Energie AG ermittelt. Eine auf das vorliegende Projekt abgestimmte Meßausrüstung und Logistik reduziert die für die Messung notwendige Zeit der Freischaltung auf wenige Stunden. Das Abklemmen des Trafos, der Prüfaufbau, der Meßvorgang, die Demontage und das Anklemmen des Trafos erstreckt sich über eine Dauer von ca. 6 Stunden.

Bei 6 verschiedenen Prüfschaltungen werden jeweils die übertragene Spannung des gestoßenen Wicklungsschenkels und der Sternpunktstrom gemessen. Nacheinander werden die Transformatorklemmen 1U, 1V, 1W, 2U, 2V, 2W mit der Stoßspannung beaufschlagt. Um die Abhängigkeit gegenüber der Wählerstellung zu dokumentieren, erfolgen die Messungen bei den Stellungen 1, 5, 10+, 10-, 15 und 19. Es erfolgen also mindestens 36 Einzelmessungen, woraus sich insgesamt 72 Übertragungsfunktionen errechnen lassen.

Unter Fig. 5.2 sind die Meßergebnisse der ersten sechs Untersuchungen für die Wählerstellung 1 zusammengefaßt.

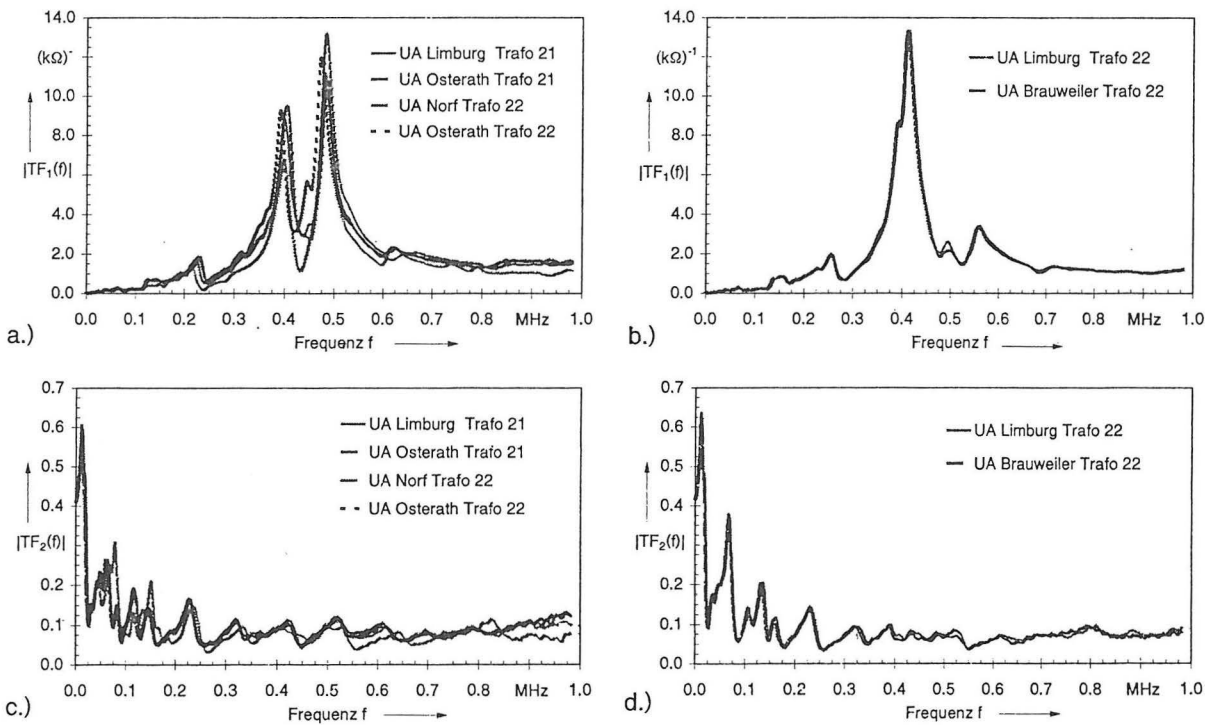


Fig. 5.2 Reihenuntersuchung an 220/110 kV, 200 MVA-Wandertransformatoren: Vergleich der Übertragungsfunktionen (Stoß 1U, Stellung 1)

- a.) Sternpunktstrom Zuordnungsgruppe 1
- b.) Sternpunktstrom Zuordnungsgruppe 2
- c.) übertragene Spannung Zuordnungsgruppe 1
- d.) übertragene Spannung Zuordnungsgruppe 2

Die Ergebnisse der ersten sechs Untersuchungen lassen eine Zuordnung in 2 verschiedene Gruppierungen zu. Gruppe 1 weist zwei stark ausgeprägte Resonanzfrequenzen beim Sternpunktstrom auf, bei Gruppe 2 ist die nur eine derartige Resonanz zu erkennen. Die Unterschiede bei der übertragenen Spannung sind weniger deutlich ausgeprägt.

Zur näheren Analyse der unter Fig. 5.2 dargestellten Zusammenhänge listet Tabelle 5.1 die Produktionsjahre der 6 betrachteten Untersuchungsobjekte auf.

Versuchsobjekt	Produktionsjahr
UA Limburg Trafo 21	1973
UA Limburg Trafo 22	1970
UA Osterath Trafo 21	1972
UA Osterath Trafo 22	1976
UA Norf Trafo 22	1968
UA Brauweiler Trafo 22	1970

Tabelle 5.1

**Produktionsjahre
der untersuchten
Testobjekte**

Die Transformatoren 22 in Limburg und Brauweiler entstammen mit hoher Wahrscheinlichkeit aus einer Produktionslinie. Hiermit ist auch die äußerst zufriedenstellende Übereinstimmung der Übertragungsfunktionen in Bild 5.2b und 5.2d zu erklären. Die Ergebnisse zeigen allerdings auch, daß innerhalb des Betrachtungszeitraums von 10 Produktionsjahren eventuelle Änderungen im Design des Aktivteils vorgenommen wurden. Bis auf Trafo 22 in Norf wurden alle Trafos der Zuordnungsgruppe 1 nach 1970 gebaut. Innerhalb der Gruppe 1 zeigt das Verhalten des ältesten Objekts (UA Norf) die ausgeprägtesten Unterschiede gegenüber den anderen drei Trafos der Gruppe 1 auf.

Eine Untersuchung an 6 Teilobjekten läßt noch keine verallgemeinernden Schlußfolgerungen bezüglich der Schwankungsbreite für die gemessenen Übertragungsfunktionen zu. Dies gilt insbesondere dann, wenn Unterschiede in der Aktivteilkonstruktion nicht ausgeschlossen werden können. Die untersuchten Objekte müssen gemäß ihren Kennlinien nach Konstruktionsmerkmalen klassifiziert werden. Innerhalb der verschiedenen Gruppierungen können dann Vergleiche hinsichtlich eventueller Unregelmäßigkeiten infolge Kurzschluß oder mechanischer Beanspruchung angestellt werden.

Literatur

- /1/ Leibfried, T. Die Analyse der Übertragungsfunktion als Methode zur Überwachung des Isolationszustandes von Großtransformatoren
Dissertation, Universität Stuttgart, 1996
- /2/ Christian, J. Probleme und Grenzen des Einsatzes der Übertragungsfunktion im Monitoring an Transformatoren
Haefely Symposium, Stuttgart, 1998
- /3/ Christian, T. Die Übertragungsfunktion als Methode zur Beurteilung der Stoßkurzschlußprüfung und Vor-Ort-Isolationsdiagnose
Elektrizitätswirtschaft 07/99, Jg. 98, 22.03.1999
- /4/ Fuhr, J. Moderne Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren
Aschwanden, T. Bulletin SEV/VSE 15/99, 1999