

**Christian Homagk**

# **Verfahren zur Vor-Ort-Diagnose von Leistungstransformatoren**



**Cuvillier Verlag Göttingen**  
Internationaler wissenschaftlicher Fachverlag



# Verfahren zur Vor-Ort-Diagnose von Leistungstransformatoren

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

von der Fakultät für  
Elektrotechnik und Informationstechnik  
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)  
genehmigte

Dissertation

von

Dipl.-Ing. *Christian Homagk*  
aus Gehrden

Tag der mündlichen Prüfung: 15.07.2010

Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

## **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2010

Zugl.: (TH) Karlsruhe, Diss., 2010

978-3-86955-449-5

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2010

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

[www.cuvillier.de](http://www.cuvillier.de)

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2010

Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-86955-449-5

*„Phantasie ist wichtiger als  
Wissen, denn Wissen ist begrenzt.“*

Albert Einstein



# Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am *Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH)* der Universität Karlsruhe (TH), die am 1. November 2009 in das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) übergegangen ist. Allen, die mich bei der Anfertigung dieser Dissertation unterstützt haben, möchte ich meinen aufrichtigen Dank aussprechen.

Aufrichtiger Dank gebührt meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried für die Förderung meiner wissenschaftlichen und beruflichen Laufbahn, die jederzeit gewährte fachliche Unterstützung und die Übernahme des Hauptreferats. Das vertrauensvolle und freundschaftliche Verhältnis sowie die mir gewährte Freiheit beim Einbringen eigener Ideen bei der Erstellung dieser Arbeit verdienen besonderen Dank.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen danke ich für die Übernahme des Korreferats und sein Interesse am Thema der vorliegenden Arbeit.

Mein Dank gilt allen ehemaligen und aktuellen wissenschaftlichen Mitarbeitern des Instituts für die kollegiale Unterstützung. Zahlreiche Gespräche und Diskussion zu fachlichen und alltäglichen Themen eröffneten so manches Mal eine neue Sichtweise auf vermeintlich unlösbare Probleme. Dem Personal der Werkstätten danke ich für die Unterstützung beim Aufbau verschiedener Komponenten und Messgeräte. Besondere Erwähnung verdient Herr Betr.-Ing. Otto Müller, dessen schier unerschöpflichen Einfallsreichtum und jahrelange Erfahrung mit dem Gerätepark des Instituts ich ungezählte Male nutzen durfte.

Dem gesamten Team des IEH danke ich für die freundschaftliche Atmosphäre.

Wesentliche Erkenntnisse dieser Arbeit sind durch Messungen an großen Transformatoren in Umspannanlagen und Kraftwerken entstanden, häufig mit der Unterstützung von Studenten oder wissenschaftlichen Mitarbeitern des IEH. Hier bin ich besonders meinem ehemaligen Diplomanden und jetzigen Kollegen Dipl.-Ing. Kai Mössner für die zuverlässige, wetterfeste und temperaturunabhängige Unterstützung zu Dank verpflichtet.

Diese Dissertation hätte nicht entstehen können ohne das tatkräftige Engagement meiner Studenten, die als Diplomanden, Studienarbeiter oder wissenschaftliche Hilfskräfte zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

---

Zu Dank verpflichtet bin ich auch allen engagierten Kollegen der externen Unternehmen, die mich bei Vor-Ort-Messungen kooperativ unterstützt haben und von deren Erfahrung ich profitieren durfte. Hier sei besonders Herr Dipl.-Ing. Uwe Thieß vom Siemens Transformatorenwerk in Nürnberg erwähnt.

Allen meinen Freunden danke ich ganz herzlich für die gewährte Gemeinschaft und das Verständnis für meine Tätigkeit.

Meinen Eltern Gisela und Dr.-Ing. Peter Homagk danke ich für ihre Liebe und Unterstützung auf meinem Lebensweg. Mit meiner Ausbildung legten sie den Grundstein zu dieser Arbeit.

Obwohl manche Kraftwerksrevision die gemeinsame Freizeit über Tage zerschnitt und wissenschaftliche Konferenzen in ihren beruflich festgelegten Urlaubszeiten lagen, trägt meine Frau Stephanie großen Anteil am Gelingen dieser Arbeit. Daher geht an sie der größte Dank, die mich jederzeit rückhaltlos unterstützt und mir mit ihrer Geduld und Liebe die Motivation gab, dieses Werk zu erstellen.

Karlsruhe, im Juli 2010



Christian Homagk

# Inhalt

1	Einleitung . . . . .	1
2	Motivation und Ziel der Arbeit . . . . .	3
3	Leistungstransformatoren . . . . .	5
3.1	Betrieb und Aufbau . . . . .	5
3.1.1	Allgemeiner Aufbau . . . . .	6
3.1.2	Kessel und Ölausdehnungsgefäß . . . . .	7
3.1.3	Wicklungen . . . . .	8
3.1.4	Magnetkern . . . . .	9
3.1.5	Stufenschalter . . . . .	9
3.2	Alterung von Leistungstransformatoren . . . . .	10
3.3	Lebensdauer und Diagnosebedarf von Leistungstransformatoren . . . . .	11
4	Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren . . . . .	13
4.1	Einleitung . . . . .	13
4.2	Ölanalytik . . . . .	14
4.2.1	Dielektrische Eigenschaften des Isolieröls . . . . .	15
4.2.2	Gas-in-Öl-Analyse . . . . .	15
4.2.3	Furan-Analyse . . . . .	15
4.3	Diagnose der Wicklungen . . . . .	16
4.3.1	Messung des Wicklungswiderstands . . . . .	16
4.3.2	Messung der Übersetzung . . . . .	19
4.4	Diagnose des Isolationssystems . . . . .	19
4.4.1	Messung der Kapazität und des Verlustfaktors . . . . .	20
4.4.2	Messung des Isolationswiderstands . . . . .	21
4.4.3	Komplexe dielektrische Messverfahren . . . . .	22
4.5	Diagnose des mechanischen Aufbaus . . . . .	26
4.5.1	Messung der Kurzschlussimpedanz . . . . .	26
4.5.2	Messung des Leerlaufstroms . . . . .	28
4.5.3	Messung der Übertragungsfunktion . . . . .	29
5	Grundlagen der Übertragungsfunktion . . . . .	31
5.1	Systemtheorie . . . . .	31

5.2	Vierpoltheorie. . . . .	34
5.3	Modellbildung von Transformatoren . . . . .	36
5.4	Mathematische Vergleichsverfahren . . . . .	39
5.4.1	DL/T911-2004 . . . . .	39
5.4.2	NCEPRI . . . . .	41
5.4.3	Kohärenzfunktion und Fehlerzahl . . . . .	42
6	Messung der Übertragungsfunktion an Transformatoren . . . . .	45
6.1	Theorie des Verfahrens. . . . .	45
6.1.1	Messung im Zeitbereich . . . . .	46
6.1.2	Messung im Frequenzbereich . . . . .	52
6.2	Internationale Arbeitsgruppen und Normung . . . . .	58
6.2.1	Cigré WG A2.26 . . . . .	58
6.2.2	Arbeitsgruppe des IEEE . . . . .	58
6.2.3	Normung innerhalb der IEC. . . . .	59
6.3	Vor-Ort-Messung der Übertragungsfunktion. . . . .	59
6.3.1	Vorbereitung des Messobjekts . . . . .	61
6.3.2	Dokumentation der Messung . . . . .	62
6.3.3	Vergleich von Messungen im Zeit- und Frequenzbereich . . . . .	62
6.3.4	Mehrkanalige Messung im Zeitbereich . . . . .	65
6.3.5	Messaufbau . . . . .	65
6.3.6	Verwendete Messimpedanz . . . . .	69
6.3.7	Magnetisierung des Kerns . . . . .	70
6.3.8	Messspannung . . . . .	71
6.3.9	Länge der verwendeten Messleitungen . . . . .	72
6.3.10	Erdungssystem . . . . .	74
6.3.11	Störungen. . . . .	79
6.4	Reproduzierbarkeit der gemessenen Übertragungsfunktion . . . . .	80
6.4.1	Wiederholung von Messungen mit gleichem Aufbau. . . . .	81
6.4.2	Einfluss der Temperatur . . . . .	82
6.4.3	Transport von Leistungstransformatoren . . . . .	84
6.4.4	Messung mit Stromwandlern . . . . .	86
6.4.5	Messung mit verschiedenen Geräten . . . . .	87
6.4.6	Verschleiß des Stufenschalters . . . . .	89
6.4.7	Kondensatordurchführungen . . . . .	91
7	Auswertung der Übertragungsfunktion . . . . .	95
7.1	Zeitbasierter Vergleich . . . . .	95
7.2	Phasenbasierter Vergleich . . . . .	98
7.2.1	Maschinentransformatoren . . . . .	99

7.2.2	Netztransformatoren . . . . .	101
7.3	Vergleich baugleicher Transformatoren . . . . .	104
7.3.1	Baugleiche Maschinentransformatoren . . . . .	104
7.3.2	Maschinentransformatoren mit einer baugleichen Wicklung . . . . .	107
7.3.3	Netztransformatoren . . . . .	108
7.3.4	Zusammenfassung . . . . .	119
7.4	Übertragungsfunktion von Doppelstocktransformatoren . . . . .	119
8	Verfahren zur Verkürzung der Diagnosedauer . . . . .	123
8.1	Zeitbedarf bei konventioneller Messtechnik . . . . .	123
8.2	Universelles Anschlusssystem. . . . .	124
8.2.1	Aufbau des Signalverteilers . . . . .	126
8.2.2	Aufbau der Anschlussleitungen. . . . .	127
8.2.3	Aufbau der Anschlussklemmen. . . . .	128
8.3	Allpolige Messung der Übertragungsfunktion . . . . .	128
8.3.1	Problemstellung und Konzept . . . . .	129
8.3.2	Zentraler Signalverteiler . . . . .	131
8.3.3	Anschaltboxen an den Anschlüssen des Transformators. . . . .	132
8.3.4	Durchgeführte Messungen . . . . .	134
8.4	Zusammenfassung . . . . .	136
9	Ergebnisse und Ausblick . . . . .	137
9.1	Vor-Ort-Messung der Übertragungsfunktion. . . . .	137
9.2	Algorithmische Bewertung der Übertragungsfunktionen. . . . .	138
9.3	Verkürzung der Diagnosedauer . . . . .	139
9.4	Ausblick . . . . .	139
A	Messabweichungen und Messunsicherheiten. . . . .	141
A.1	Messabweichungen . . . . .	141
A.2	Messunsicherheiten . . . . .	144
B	Verwendete FRA-Geräte . . . . .	147
C	Programme . . . . .	149
C.1	Bewertungsalgorithmus DL/T911-2004 . . . . .	149
C.2	Bewertungsalgorithmus NCPERI . . . . .	150
C.3	Bewertungsalgorithmus Fehlerzahl . . . . .	151
Abbildungen . . . . .		153
Tabellen . . . . .		159
Literaturverzeichnis. . . . .		163
Abkürzungen und Formelzeichen . . . . .		173



# Kapitel 1

## Einleitung

In vielen Ländern Europas wurde die Deregulierung der Energiemärkte vollzogen und stellt die Stromversorger vor neue wirtschaftliche Herausforderungen bei der Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie. Der durch Angebot und Nachfrage entstehende, freie Marktpreis erfordert die stetige Kostenoptimierung und Effizienzsteigerung bei den Marktteilnehmern. Gleichzeitig steht das bisherige Modell der Energieversorgung vor einem Umbruch: Zukünftige Erzeugung aus regenerativen Quellen findet weitab der Verbraucherschwerpunkte statt, die bestehenden Übertragungswege entsprechen in Kapazität und Topologie teilweise nicht den zukünftigen Anforderungen. Diese Umstände führen zu einer stark schwankenden Belastung der Netzbetriebsmittel und einer geänderten Betriebsweise konventioneller Großkraftwerke.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) garantiert die Abnahme regenerativ erzeugten Stroms aus dezentralen Erzeugern und erfordert einen teilweisen Ausbau bestehender Netze oder den Anlagenneubau aufgrund gestiegener Übertragungskapazitätsnachfrage. Ein weiterer Aspekt ist, dass der Ausbau des heute bestehenden elektrischen Energienetzes in der 70er und 80er Jahren des letzten Jahrhunderts erfolgt ist. Die Netzbetriebsmittel haben somit ein Alter zwischen 30 und 40 Jahren, fallweise sogar noch mehr erreicht und sind daher oftmals am Ende ihrer technischen Lebensdauer angekommen.

Eine Möglichkeit der Effizienzsteigerung ist der kostenoptimierte Betrieb der Betriebsmittel bei möglichst vollständiger Ausschöpfung der technischen Lebensdauer und Maximierung der Auslastung. Das Ausfallrisiko erhöht sich jedoch mit steigender Auslastung, so dass Betriebs- und Versorgungssicherheit gefährdet sind. Gleichzeitig sind die Betreiber von elektrischen Versorgungsanlagen bestrebt, die Sach- und Personalkosten für Wartung und Instandhaltung zu minimieren.

Leistungstransformatoren gehören zu den kostenintensivsten Einzelkomponenten des elektrischen Energieversorgungsnetzes. Sie koppeln Netze unterschiedlicher Spannungsebenen und ermöglichen die Einspeisung der Kraftwerksgeneratoren ins Netz; sie stellen damit zentrale Komponenten der Energieversorgung dar.

In den deutschen Höchstspannungsnetzen sind ca. 1100 Transformatoren im Einsatz. Rund 30% dieser Transformatoren sind älter als 30 Jahre, hieraus ergäbe sich ein Investitionsbedarf von ca. 1,3 Mrd. EUR bei Ersatz der installierten Leistung durch neue Anlagen [Lei05].

Moderne Diagnoseverfahren helfen, den Betrieb eines Leistungstransformators zu optimieren, indem sie eine realistische Einschätzung des technischen Zustands und eine Erkennung sich anbahnender Schäden ermöglichen. Somit ist eine wirtschaftliche Ausnutzung der Restlebensdauer möglich.

Nach Formulierung der Motivation und Ziele dieser Arbeit im zweiten Kapitel erläutert Kapitel 3 den Aufbau und Betrieb von Leistungstransformatoren.

Kapitel 4 gibt einen Überblick über Diagnoseverfahren, die sich aufgrund ihres begrenzten Aufwands an Messgeräten und Einspeiseleistung für eine allgemeine Zustandsbestimmung am Standort des Transformators anbieten. Zur Erkennung mechanischer Schäden wird die Messung der Übertragungsfunktion eingeführt.

Die systemtheoretischen Grundlagen zur Übertragungsfunktion und die Messung im Zeit- und Frequenzbereich werden in den Kapiteln 5 und 6 erläutert. Eine Vielzahl von Faktoren haben Einfluss auf die Reproduzierbarkeit der Messung, dies wird ausführlich anhand durchgeführter Messungen beschrieben.

Die Möglichkeiten zur Auswertung der Übertragungsfunktion werden in Kapitel 7 anhand von Transformatoren, die für das Höchstspannungsnetz und die deutschen Großkraftwerke repräsentativ sind, betrachtet.

Zur Diagnose ist immer die Abschaltung des Betriebsmittels erforderlich, der Transformator ist nicht verfügbar. Mit der Größe des zu untersuchenden Transformators steigt die zum Aufbau der Messung notwendige Zeit deutlich an, wohingegen die reine Messzeit nahezu unabhängig von der Größe des Messobjekts ist. In Kapitel 8 wird untersucht, welche Möglichkeiten zur Verkürzung der Gesamtdiagnosedauer durch die Verwendung eines gemeinsamen Messleitungssatzes für mehrere Messverfahren bestehen.

Die Messung der Übertragungsfunktion stellt besondere Anforderungen an Messaufbau und Erdungssystem. Die Möglichkeiten der Integration dieser Messung in einen gemeinsamen Messleitungssatz werden in Abschnitt 8.3 betrachtet.

Das letzte Kapitel schließt als Zusammenfassung die Arbeit ab und gibt Ausblick auf weitere Entwicklungsmöglichkeiten bei der Vor-Ort-Diagnose von Leistungstransformatoren.

## Kapitel 2

# Motivation und Ziel der Arbeit

Grundlage dieser Arbeit sind diagnostische Messungen an über 100 Leistungstransformatoren mit Bemessungsleistungen zwischen 30 und 1100 MVA in Kraftwerken und Umspannwerken verschiedener deutscher Energieversorgungsunternehmen und den dort gesammelten Erfahrungen zur Vor-Ort-Messtechnik. Abbildung 2.1 gibt einen Überblick über Alter und elektrische Parameter der untersuchten Population.

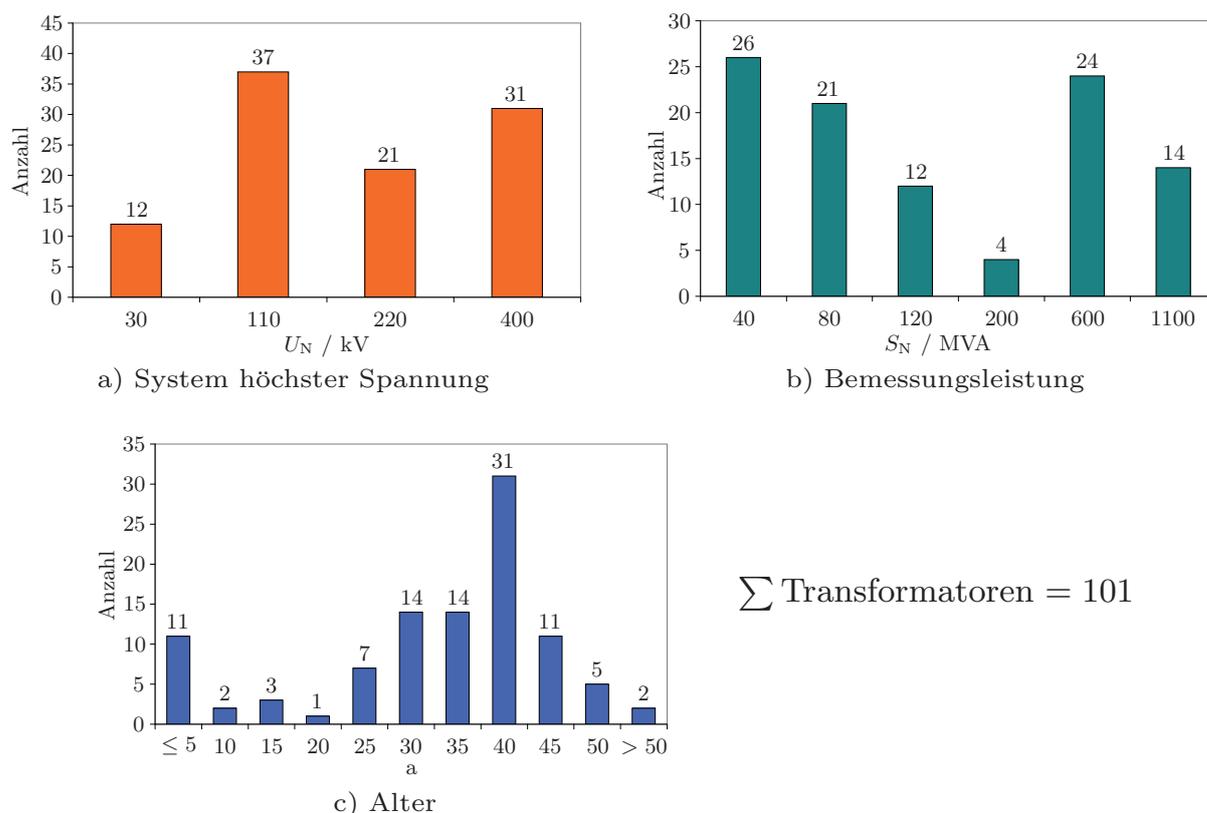


Abb. 2.1: Untersuchte Transformatoren

Es werden zur Vor-Ort-Diagnose eines Leistungstransformators geeignete Verfahren vorgestellt, die mit beschränktem Materialaufwand innerhalb kurzer Zeit durchgeführt werden können.

Der Messung der Übertragungsfunktion wird aufgrund ihrer besonderen Eigenschaften und Anforderungen im Rahmen dieser Arbeit besondere Aufmerksamkeit gewidmet. Hierbei handelt es sich um ein empfindliches Verfahren zur Erkennung mechanischer Schäden am Aktivteil des Transformators. Aufgrund der Komplexität von Transformatoren und der Nichtverfügbarkeit von Konstruktionsunterlagen ist eine präzise Modellierung der gemessenen Übertragungsfunktion über einen breiten Frequenzbereich mit vertretbarem Aufwand nicht möglich. Man ist daher zur Erkennung von Veränderungen auf vergleichende Messungen angewiesen. Das Ziel muss daher eine sichere Wiederholbarkeit der Messung sein.

Während bei den meisten Diagnoseverfahren der Messaufbau einen nur geringen Einfluss auf das Ergebnis hat, wird die gemessene Übertragungsfunktion wesentlich durch den gewählten Aufbau beeinflusst. Die Einflussfaktoren, welche sich aus dem Aufbau und dem Messobjekt selbst ergeben, sind zu untersuchen.

Neben der rein subjektiven Bewertung durch grafischen Vergleich existieren verschiedene mathematische Bewertungsverfahren, die eine zuverlässige Erkennung von mechanischen Schäden auch durch unerfahrene Anwender ermöglichen sollen. Die Empfindlichkeit und Leistungsfähigkeit dieser Verfahren wird anhand fehlerfreier und durch den Messaufbau fehlerbehafteter Messungen untersucht.

Die Außerbetriebnahme eines Netzkuppeltransformators schränkt in Abhängigkeit von der Netztopologie die Versorgungssicherheit ein. In Kraftwerken, wo die Diagnose eines Maschinentransformators oder eines Eigenbedarfstransformators das vollständige Abschalten des betreffenden Blocks bedeutet, führt dies zu erheblichen Einnahmeausfällen, welche die eigentlichen Kosten für die diagnostische Maßnahme häufig deutlich überschreiten. Daher liegt es im Interesse des Anlagenbetreibers, die zur Diagnose benötigte Zeit möglichst kurz zu halten.

Zur vollständigen Zustandserfassung eines Leistungstransformators sind abhängig von der Ausgangssituation und den zu untersuchenden Teilkomponenten der Anlage verschiedene Messverfahren notwendig. Jedes zu einer spezifischen Messung verwendete Gerät verfügt über eine separate, auf die Messung zugeschnittene Verkabelung. So wird bei Vor-Ort-Messungen neben der reinen Messzeit eine erhebliche Zeit mit Umbauten der Prüfeinrichtungen verbracht. Ein weiteres Ziel dieser Arbeit ist die Reduktion der notwendigen Umbauzeit bei der Diagnose.

## Kapitel 3

# Leistungstransformatoren

### 3.1 Betrieb und Aufbau

Der Einsatz von Hoch- und Höchstspannungsnetzen ermöglicht den wirtschaftlichen Transport elektrischer Energie über weite Strecken. Während die 110-kV-Netze der regionalen Verteilung elektrischer Energie dienen, wird das europäische Verbundnetz mit überlagerten 220-kV- und 400-kV-Ebenen betrieben. In Kraftwerken dienen Maschinentransformatoren dem Heraufsetzen der vom Generator bereitgestellten Mittelspannung auf das Spannungsniveau der Übertragungsnetze. Nahe dem Verbraucher wird die Spannung stufenweise über Netzkuppeltransformatoren bis auf Mittel- oder Niederspannung reduziert und die Energie in die lokalen Verteilnetze eingespeist.

Im europäischen Verbundnetz sind Maschinentransformatoren mit Bemessungsleistungen bis zu 1100 MVA zur Anbindung großer Kraftwerksblöcke im Einsatz. Höhere Leistungen werden durch die Parallelschaltung von Transformatoren erreicht. Netzkuppeltransformatoren sind in Drehstromausführung mit Durchgangsleistungen bis zu 600 MVA üblich [Mik79]. Neben den dreiphasigen Transformatoren mit einem gemeinsamen Aktivteil und Kessel sind im deutschen Höchstspannungsnetz auch einphasige Spartransformatoren gebräuchlich, die zu einer Drehstrombank geschaltet werden. Diese Einheiten erreichen Durchgangsleistungen bis 1000 MVA [Fis09].

Leistungstransformatoren mit Bemessungsleistungen ab etwa 40 MVA werden ausschließlich mit Öl-Papier-Isoliersystemen in Kesselbauform gefertigt. Für kleinere Leistungen oder Spezialanwendungen bis in den Mittelspannungsbereich existieren wartungsfreie Gießharz- oder Trockentransformatoren, die hier nicht berücksichtigt werden.

### 3.1.1 Allgemeiner Aufbau

Ein Leistungstransformator besteht aus mehreren grundlegenden Komponenten: Dem Kessel, dem Aktivteil, den Durchführungen, dem Ölausdehnungsgefäß und der Kühlanlage. Weiterhin verfügt der Transformator über Steuer- und Überwachungseinrichtungen, welche die Anbindung an die Stationsleittechnik darstellen.

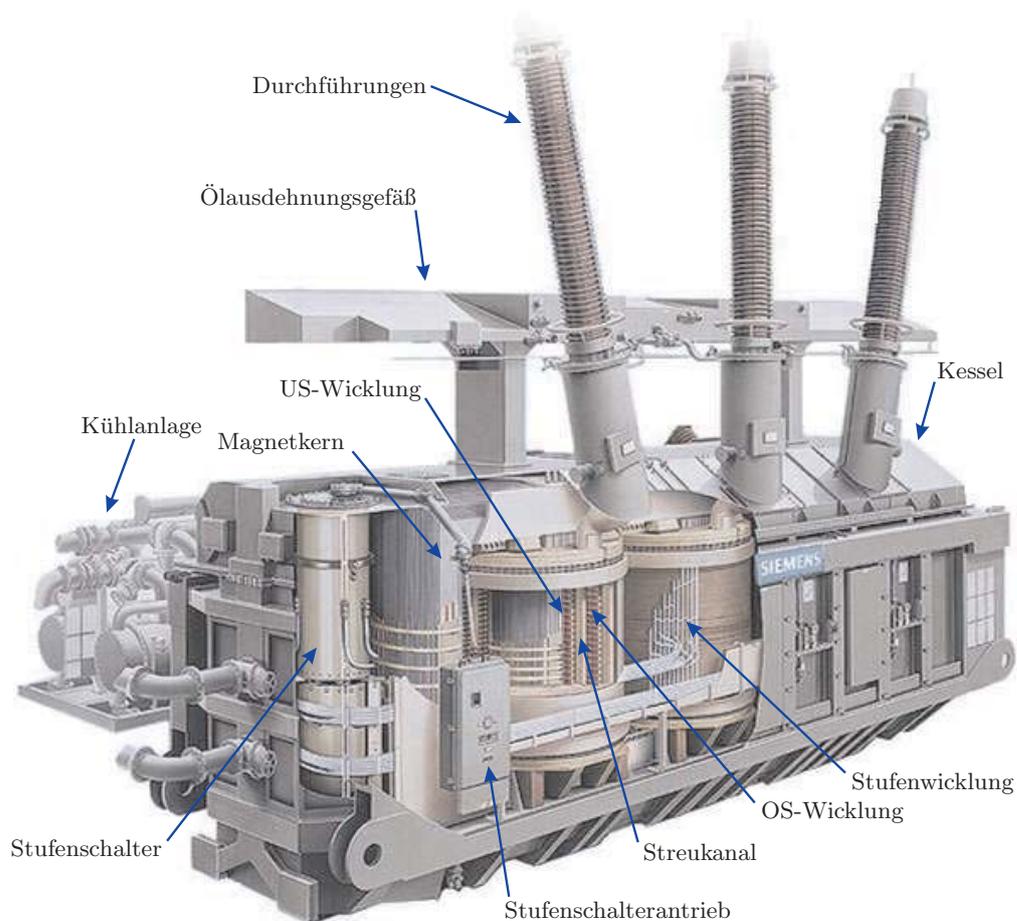


Abb. 3.1: Schnittbild durch einen Maschinentransformator (850 MVA, 420/27 kV)

Das Kernelement jedes Transformators bildet der Aktivteil, der aus den elektrischen und magnetischen Komponenten und einer mechanischen Tragkonstruktion besteht. Abbildung 3.1 zeigt das Schnittbild mit dem Aktivteil eines dreiphasigen Maschinentransformators in Kernbauweise. Die Wicklungen der Ober- und Unterspannung befinden sich zylindrisch angeordnet und durch den Streukanal elektrisch isoliert auf den Schenkeln des Magnetkerns. Viele Transformatoren enthalten eine Wicklung mit Anzapfungen, die Stufenwicklung. Diese Anzapfungen sind mit dem Stufenschalter verbunden, mit dem schrittweise in einem gewissen Bereich das Übersetzungsverhältnis unter Last verändert werden kann [Sch06].

Die Kühlanlage dient der Kühlung und Umwälzung des Öls und wird bei großen Bemessungsleistungen vom eigentlichen Transformator abgesetzt betrieben. Das Öl, bei Großtransformatoren wird aufgrund der Alterungsstabilität Mineralöl verwendet, dient der Ableitung von Verlustwärme im Kessel und als elektrischer Isolator. In den vergangenen Jahren wurden auch erfolgreich Hermetiktransformatoren mit natürlicher Esterflüssigkeit mit Bemessungsleistungen bis 40 MVA gebaut und in Betrieb genommen [HHB08].

Um eine Übersicht über den Aufbau eines Leistungstransformator zu erhalten, wird in den folgenden Abschnitten auf den Aufbau des Kessel, des Magnetkerns, der Wicklungen und des Stufenschalters eingegangen.

### 3.1.2 Kessel und Ölausdehnungsgefäß

Der aus Stahl geschweißte Kessel bildet das Gehäuse des Transformators und ist Träger für sämtliche Baugruppen. Der vakuumfeste Kessel ist vollständig mit Isolieröl gefüllt, das Aktivteil befindet sich zur Gänze unter Öl.

Das Volumen der im Transformator enthaltenen Ölfüllung ist temperaturabhängig. Der Kessel kann aufgrund seiner Funktion dieser Volumenänderung nicht nachkommen, daher steht ein Ölausdehnungsgefäß mit dem Ölraum in Verbindung. Dieses Gefäß verfügt über ein über eine Trockeneinrichtung mit der Umgebungsluft verbundenes Luftpolster und nimmt die Volumenänderungen des Öls auf. Jedoch kommt es über diesen Luftkontakt zum Feuchtigkeits- und Sauerstoffeintrag in das Öl, was die Alterung des gesamten Isolationssystems beschleunigt [HML08]. Daher sind die Ölausdehner jüngerer Transformatoren mit einem dehnbaren Gummisack ausgestattet, der Öl und Luft trennt.

Um den Wartungsaufwand weiter zu reduzieren und die Lebensdauer des Transformators zu verlängern, können Transformatoren bis Bemessungsleistungen von ca. 120 MVA in Hermetikausführung ohne Ölausdehner hergestellt werden. Da der Ölraum vollständig abgeschlossen ist, kann keine die Alterung beschleunigende Feuchtigkeit in das Isolationssystem eingetragen werden. Die Funktion des Ölausdehners übernehmen dehnfähige Ölradiatoren. Kombiniert werden Hermetiktransformatoren zur Reduktion der Wartungsintervalle mit Stufenschaltern mit Vakuumschaltkammern, bei dieser Ausführung entstehen im Gegensatz zu herkömmlichen Stufenschaltern mit ölgefülltem Lastschaltergefäß keine Schaltgase und keine Ölverunreinigung [Arg05].

Über das Isolieröl wird die im Aktivteil entstehende Verlustwärme abgeführt. Das Öl gelangt über natürliche Konvektion oder über Pumpen in externe Kühlanlagen oder in Ölradiatoren, die an den Außenseiten des Transformators befestigt sind oder abgesetzt betrieben werden. An den Radiatoren sind an großen Transformatoren zur effektiven Kühlung regelbare Lüfter montiert.

Der Kessel ist auch Träger für die Durchführungsdome, die je nach Bauform und Spannungsebene seitlich oder oben am Kessel angebracht sind. Die Dome nehmen wiederum die Hochspannungsdurchführungen auf. Anstelle der Freiluftdurchführungen sind auch Kabelanschlüsse oder SF<sub>6</sub>-Durchführungen erhältlich.

#### 3.1.3 Wicklungen

Volltransformatoren verfügen über mindestens zwei getrennte Wicklungssysteme, Oberspannung (OS) und Unterspannung (US). Ist die Übersetzung veränderbar, verfügen Hochspannungstransformatoren über eine mit dem Stufenschalter über Anzapfungen verbundene Stufenwicklung.

Netzkupplertansformatoren verfügen zusätzlich über ein im Dreieck geschaltetes Mittelspannungs-Tertiärsystem zum Ausgleich unsymmetrischer Belastungen im Drehstromsystem und zur Auskopplung des Eigenbedarfs von Umspannwerken.

Beim Wicklungsaufbau lässt sich zwischen Scheiben- und Lagenwicklung unterscheiden. Lagenwicklungen aus konzentrisch übereinander angeordneten Zylinderspulen eignen sich durch ihren kompakten Aufbau für hohe Ströme mit großen Leiterquerschnitten, sind jedoch nur für niedrige Spannungen geeignet. Für hohe Spannungen wird der Wicklungszylinder aus einzelnen Wicklungsscheiben zusammen gesetzt, um eine gleichmäßige Potentialverteilung entlang des Zylinders zu erreichen [Küc66].

Zur Reduktion von Verlusten werden die Wicklungen aus Drilleitern aufgebaut. Dies sind aus mehreren parallel geschalteten, miteinander verdrillten lackisolierten Kupferflachleitern bestehende Leiterbündel mit Rechteckprofil und Papierumwicklung. Die Verwendung von gegeneinander isolierten Einzelleitern reduziert die durch Wirbelströme verursachte Stromverdrängung im Leiter. Durch die Verdrillung der Einzelleiter erreicht man eine gleichmäßige radiale Positionierung der Leiter über die Wicklungslänge [Lud27].

Das durch den Wicklungsaufbau gespülte Öl nimmt die in den Kupferleitern entstehende Verlustwärme auf. Bei mehrlagigen Wicklungen werden durch geeignete Distanzstücke aus Isoliermaterial Kühlkanäle zwischen den Lagen gebildet, die bei Lagenwicklungen gleichzeitig die elektrische Isolation der Einzelzylinder gegeneinander übernehmen.

Um den im Kurzschlussfall wirksamen hohen Kräften zu widerstehen, werden die Wicklungszylinder nach der Montage auf dem Schenkel in den Pressrahmen eingespannt und verpresst.

### 3.1.4 Magnetkern

Der Magnetkern dient der widerstandsarmen Führung des durch den Magnetisierungsstrom  $I_h$  erzeugten magnetischen Flusses  $\phi$ . Mehrphasige Transformatoren verfügen über gemeinsame Joche, Transformatoren mit großen Bemessungsleistungen verfügen neben den die Wicklungen tragenden Schenkeln über weitere Rückschlussschenkel zur Reduktion des Jochquerschnitts und zur Vermeidung von Unsymmetrien im magnetischen Kreis.

Der aus weichmagnetischen, gut leitfähigen Werkstoffen bestehende Magnetkern muss zur Vermeidung von Wirbelströmen in Form dünner, geschichteter und gegeneinander isolierter Bleche ausgeführt werden. Zur Reduktion der Hystereseverluste verwendet man bei Transformatoren kornorientiertes Blech [ITM06].

Der Magnetkern ist an einer Stelle mit dem Kessel galvanisch verbunden und liegt so auf Erdpotential. Zwischen dem Magnetkern und den auf den Schenkeln innen liegenden Unterspannungswicklungen befindet sich ein Isoliersystem, dessen Maße durch die Bemessungsspannung der US-Wicklung bestimmt werden.

### 3.1.5 Stufenschalter

Soll zur Beeinflussung des Lastflusses das Übersetzungsverhältnis  $\ddot{u} = \frac{U_1}{U_2}$  eines Transformators einstellbar sein, so sind in einem Spannungssystem Anzapfungen erforderlich, so dass die wirksame Windungszahl und das daraus resultierende Übersetzungsverhältnis  $\ddot{u}$  stufenweise verändert werden kann. Die Anzapfungen werden mit dem Stufenschalter verbunden, der die gewünschte Schaltung herstellt.

Die an kleinen Verteiltransformatoren häufig verwendeten einfachen Umsteller können das Übersetzungsverhältnis nur spannungs- und stromfrei verändern und verfügen über nur wenige Stufen. Die an größeren Transformatoren üblichen Laststufenschalter mit 19 oder 27 Stufen ermöglichen die Änderung der Übersetzung unter Last. Hierzu werden die Anzapfungen der Stufenwicklung auf den Vorwähler aufgelegt, dessen Kontakte stromfrei geschaltet werden.

Der den Betriebsstrom schaltende Lastschalter befindet sich aufgrund der aus den Schaltlichtbögen resultierenden Ölverschmutzung in einem separaten Gefäß, dessen Ölraum nicht in Verbindung mit dem restlichen Transformator-kessel steht und über einen eigenen Ausdehner verfügt. Aufgrund des geringeren Nennstroms und der daraus resultierenden geringeren Baugröße des Lastschalters wird in der Mehrzahl der Transformatoren die Oberspannung regelbar ausgeführt. Stufenschalter der neuesten Generation verwenden Vakuumschaltröhren als Lastschalter [Geb10].

## 3.2 Alterung von Leistungstransformatoren

Unter Alterung versteht man die unerwünschte, fortschreitende Veränderung der elektrischen, mechanischen oder chemischen Eigenschaften eines Transformators und seiner Bestandteile. Der Alterungsprozess führt nicht unmittelbar zum Ausfall des Betriebsmittels, kann aber wiederum Folgeerscheinungen hervorrufen, die zum Ausfall führen, z.B. elektrischer Durchschlag im Transformator aufgrund Versagen der inneren Isolation.

Im folgenden sind wesentliche Alterungsvorgänge an Leistungstransformatoren zusammen gefasst:

*Belastung durch elektromechanische Kräfte:* Besonders im Kurzschlussfall treten hohe mechanische Belastungen an den Wicklungen auf, deren Höhe im wesentlichen durch das magnetische Streufeld bestimmt wird. Aufgrund der Geometrie der Wicklungsblöcke, bestehend aus Wicklungen mehrerer Systeme, ergeben sich sowohl radiale wie auch axiale Kraftwirkungen [Chr01]. Durch die Einspannung des Wicklungsblocks im Pressrahmen mit einer definierten Kraft ist die Wicklung in der Lage, den wirksamen Kurzschlusskräften zu widerstehen. Kommt es zu einem Verlust der Einspannkraft, kann sich die Wicklung radial oder axial verformen.

*Abbau der Cellulose:* Durch thermische und chemische Zersetzung der kettenförmigen Cellulosemoleküle kommt es zu einer Reduktion der Zugfestigkeit der aus Papier bestehenden Bestandteile des Isolationssystems. Dies betrifft insbesondere die mit Isolierpapier umwickelten Leiter der Wicklungen, deren mechanische Belastbarkeit sich zunehmend reduziert. Unter Umständen sind die Wicklungen bei Kurzschlüssen nicht mehr in der Lage, den auftretenden elektromagnetischen Kräften zu widerstehen, was zum Ausfall des Transformators führt [LHG<sup>+</sup>06, HML08]. Die Anwesenheit von Feuchtigkeit im Isoliersystem wirkt katalytisch auf die Abbaureaktion und führt zu einer beschleunigten Alterung [KTG<sup>+</sup>07].

*Degradation der Isolierflüssigkeit:* Mineralisches Isolieröl besteht aus gesättigten Kohlenwasserstoffen paraffinischer oder naphthenischer Struktur. Die in das Isolieröl über den Austausch mit Umgebungsluft eingetragene Feuchtigkeit wirkt als Katalysator beschleunigend auf die Abbaureaktionen von Öl und Feststoffisolation [Gis08]. Kommt es aufgrund von Fehlern im magnetischen oder elektrischen Kreis zu lokalen Heißstellen, wird in Abhängigkeit von der erreichten Temperatur das die Fehlerstelle umgebende Öl zersetzt.

*Teilentladung:* Kommt es aufgrund von Beschädigungen, Konstruktionsmängeln oder Einbringung von Fremdstoffen zu lokalen Feldstärkeüberhöhungen, treten lokal begrenzte Entladungen, sogenannte Teilentladungen auf. Es kommt zu einer langfristigen Schädigung des die Fehlerstelle umgebenden Isolieraufbaus, was in Abhängigkeit von der Lage der Fehlerstelle zum Isolationsversagen führen kann. Aus der

an den Prüflingsklemmen feststellbaren *scheinbaren Ladung* lässt sich nicht unmittelbar die schädigende Wirkung ableiten. Aktuelle Untersuchungen konzentrieren sich auf die Lokalisation der Entladung im Transformator [Küc09].

*Verschleiß an den Kontakten des Stufenschalters:* Der unter Strom schaltende Lastschalter ist bei jeder Schaltung einem funktionsbedingtem mechanischem und elektrischen Verschleiß unterworfen. Aber auch die stromlos schaltenden Wählerkontakte unterliegen einer mechanischen Abnutzung, was zu einer Widerstandserhöhung und so zu lokaler thermischer Schädigung führen kann [HKT<sup>+</sup>03].

*Alterung und Korrosion des Kessels und der Anbauteile:* Der Kessel und die Anbauteile eines Transformators werden durch einen Schutzanstrich vor Korrosion geschützt. Weist dieser Schutzanstrich Undichtigkeiten auf, kann es zu lokaler Durchrostung der Stahlteile kommen. Auch Dichtungsmaterialien, die zur öldichten Verbindung von Anbauteilen mit dem Kessel verwendet werden, sind einer Alterung unterworfen und müssen beim Auftreten von Undichtigkeiten ausgetauscht werden.

### 3.3 Lebensdauer und Diagnosebedarf von Leistungstransformatoren

Die Lebensdauer von Maschinentransformatoren in Kraftwerken der Grundlast, die ohne größere Unterbrechung dauerhaft eine Leistung nahe ihrer Bemessungsleistung übertragen, kann bis zu 40 Jahre betragen. Netzkuppeltransformatoren und Maschinentransformatoren, die nur eine mäßige Auslastung erfahren, sind im deutschen Netz fallweise bis zu 60 Jahre im Betrieb [LHG<sup>+</sup>06].

Die höchsten Fehlerraten können bei Transformatoren mit Bemessungsspannungen  $\geq 300$  kV beobachtet werden, wobei sich die Fehlerrate bei Maschinentransformatoren aufgrund der Auslastung im Vergleich zu Netztransformatoren verdoppelt [Neu09, CIG83].

Üblicherweise werden solche Leistungstransformatoren einer ausführlichen Diagnose unterzogen, deren Ausfall ein hohes wirtschaftliches Risiko darstellt. Dies gilt insbesondere dann, wenn kein kurzfristiger alternativer Energieübertragungsweg zur Verfügung steht oder der Ausfall eine dauerhafte Überlastung für parallele Betriebsmittel bedeuten würde. In Verteilnetzen mit Transformatoren geringer Bemessungsleistung bis 25 MVA lassen sich die Betriebsmittel bei Ausfall meist mit begrenztem Aufwand austauschen oder es wird durch Umschaltungen eine vorübergehend alternative Netztopologie verwendet.

Bei großen Generatortransformatoren oder Netztransformatoren großer Industrieanlagen ist dies im Allgemeinen nicht möglich, hier hat die frühzeitige Erkennung sich anbahnender Fehler zur Vermeidung wirtschaftlicher Verluste durch Ausfall des Betriebsmittels und Stillstand der Anlage einen hohen Stellenwert.

Abbildung 3.2 vergleicht die prozentuale Verteilung des Alters der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Transformatoren mit der Altersstruktur der Anlagen eines großen deutschen Energieversorgers [Sta02]. Es wird deutlich, dass nach erfolgreicher Inbetriebnahme und dabei begleitend ausgeführten Messungen in den ersten 25 Betriebsjahren eines Transformators ein nur geringer Bedarf an diagnostischen Untersuchungen besteht. Jedoch nimmt mit zunehmendem Alter des Betriebsmittels auch die Fehlerrate zu, der Nachweis der Fehlerfreiheit, die Erkennung sich entwickelnder Fehler und die Bestimmung der Restlebensdauer eines betriebsgealterten Transformators sind wesentliche Aufgaben der Vor-Ort-Diagnostik.

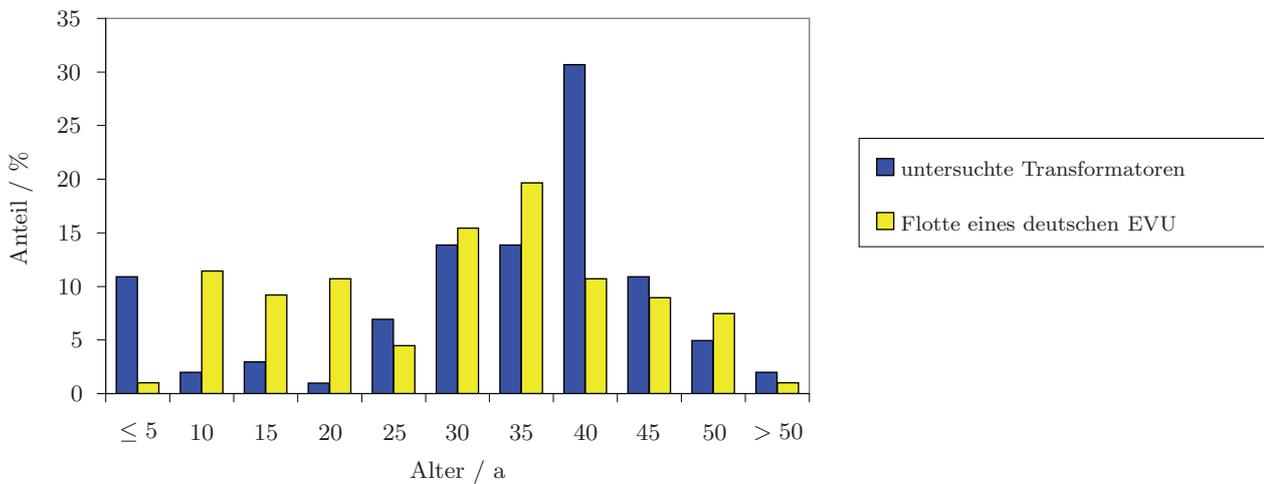


Abb. 3.2: Vergleich der Altersverteilung der untersuchten Population und der Transformatorflotte eines großen deutschen Energieversorgers

## Kapitel 4

# Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren

### 4.1 Einleitung

Der in den Kessel eingebaute, elektrische Teil des Leistungstransformators ist einer direkten Inspektion nicht zugänglich. Das Öffnen des Kessels mit dem Ziel der Besichtigung des Aktivteils, was das Absenken oder vollständige Entfernen des Isolieröls bedingt, ist technisch mit hohem Aufwand verbunden und meist nur im Herstellerwerk durchführbar. Ohne weitere Demontage des Aktivteils sind die Wicklungen auch dann kaum zugänglich. Daher ist man auf indirekte Verfahren angewiesen, um vorhandene oder sich entwickelnde Fehler zu detektieren.

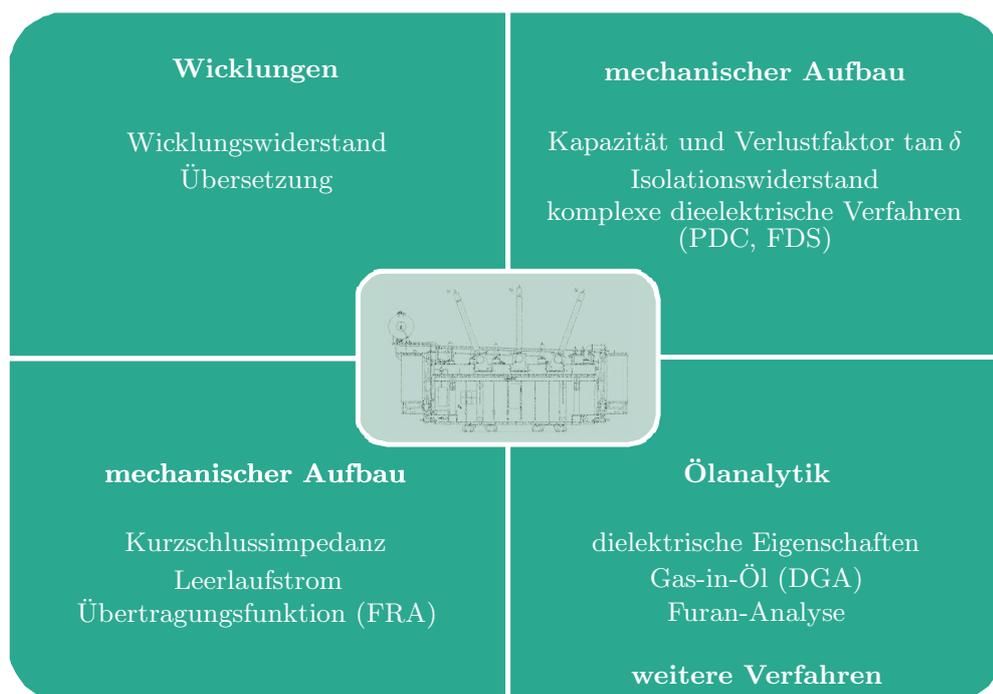


Abb. 4.1: Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren ohne Leistungs- oder Hochspannungsquellen

Im den folgenden Abschnitten werden Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren vorgestellt, die sich aufgrund des begrenzten Geräte- und Materialeinsatz für eine allgemeine Zustandsbestimmung vor Ort anbieten. Aufwändige Prüfverfahren, z.B. Spannungsprüfungen mit Teilentladungsmessung, die leistungsfähige Hochspannungsquellen oder die Einspeisung über frequenzvariable Leistungsquellen benötigen, kommen nur für besondere Fälle mit konkretem Hinweis auf spezifische Fehler in Betracht und werden hier nicht berücksichtigt.

Keine Betrachtung finden weiterhin Diagnoseverfahren zur Erkennung von Fehlern an Anbauteilen (z.B. Kondensatordurchführungen oder Stufenschalterantrieb).

Für die diagnostische Zustandbestimmung eines Leistungstransformators gibt es eine Reihe von Gründen:

- Routinemaßnahme im Rahmen von Revisionsarbeiten
- Alterungsbestimmung bei langfristig abgestellten Reservetransformatoren
- Indikatoren für Defekte aus Isolierölproben, Gas-in-Öl-Analyse oder Online-Monitoring
- Vor Wiederinbetriebnahme des Transformators nach Überspannung oder Kurzschluss
- Nach Reparatur oder Austausch von Teilkomponenten (z.B. Stufenschaltereinsatz oder Durchführungen)
- Inbetriebsetzung neuer Transformatoren
- Vor oder nach dem Transport von Transformatoren
- Einleitende Schadensermittlung vor Ausbau des Aktivteils

Zur nicht-invasiven Diagnose von Leistungstransformatoren haben sich verschiedene, sich ergänzende Verfahren etabliert. Es kann zwischen elektrischen Messverfahren am Transformator und ölanalytischen Diagnoseverfahren unterschieden werden, Abbildung 4.1 gibt einen Überblick über die Methoden und ihren Einsatzbereich.

## 4.2 Ölanalytik

Im Gegensatz zum Aktivteil, dessen Diagnose in fast allen Fällen ein Abschalten des Transformators erforderlich macht, können Ölproben manuell im laufenden Betrieb entnommen werden. So ist eine kostengünstige Überwachung bei laufender Anlage möglich. Für strategisch bedeutsame Transformatoren werden automatisch arbeitende, kontinuierliche Ölanalyseanlagen angeboten.

### 4.2.1 Dielektrische Eigenschaften des Isolieröls

Die Richtlinien zur Überwachung und Wartung von Isolierölen in elektrischen Betriebsmitteln sind in DIN EN 60422 [EN422] festgelegt.

### 4.2.2 Gas-in-Öl-Analyse

Bei der Gas-in-Öl-Analyse (engl. *Dissolved Gas Analysis, DGA*) wird die Konzentration der im Öl gelösten gasförmigen Anteile ermittelt. Die Gas-in-Öl-Analyse ist eine der bedeutendsten Indikatoren bei der Erkennung sich entwickelnder Fehler. An Transformatoren, deren Ausfall ein hohes wirtschaftliches Risiko darstellt, werden häufig Online-Ölmonitoringsysteme installiert, die in kurzen Intervallen automatisch Ölproben analysieren.

Das Vorgehen bei der Bestimmung der im Öl gelösten Gase ist in DIN EN 60567 zusammengefasst [EN567], Hinweise zu Interpretation der Gaszusammensetzung und -konzentration liefert DIN EN 60599 [EN599]. Neben den absoluten Konzentrationen sind vor allem die Quotienten der Schadgase von Bedeutung und lassen Rückschlüsse auf die Fehlerart zu. Hierzu haben sich verschiedene Interpretations-schemata etabliert [DO77, CBM96, DGB93].

### 4.2.3 Furan-Analyse

Der Feststoffanteil eines Öl-Papier-Isolationssystems in einem Transformator dient neben der eigentlichen dielektrischen Isolierung auch der Aufnahme dynamischer Kräfte aufgrund von Strömen in der Wicklung. Die mechanische Festigkeit von Kraft-Papier wird durch die Größe der Cellulose-Makromoleküle bestimmt, Abbildung 4.2 zeigt den schematischen Aufbau eines solchen Moleküls [Kra10]. Der Polymerisationsgrad (engl. *degree of polymerization, DP*) ist ein Maß für die mittlere Zahl von Glucosemolekülen in einer Cellulosekette. Im Neuzustand beträgt die mittlere Kettenlänge der Cellulosecluster mehr als 1000 Moleküle und ist bei stark gealtertem Material auf unter 200 abgesunken.

Bei der hydrolytischen Zersetzung von Cellulose-Isoliermaterialien entstehen unter anderem Furan-Derivate als Abbauprodukte. Die Prüfverfahren zur Bestimmung dieser Verbindungen sind in DIN EN 61198 beschrieben [EN189]. Insbesondere Furfural (2-FAL) lässt sich in nennenswerten Konzentrationen bei fortgeschritten gealterten Transformatoren in Isolierölproben nachweisen und erlaubt so einen Rückschluss auf die zu erwartende Restlebensdauer [HML08, THA06].

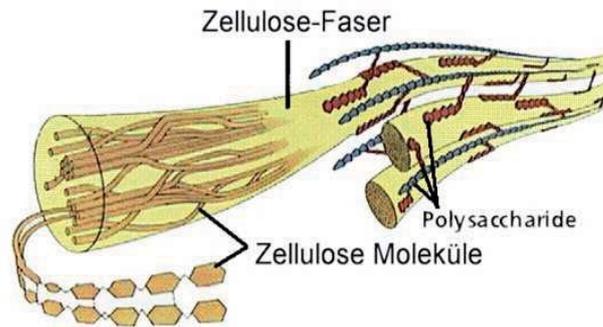


Abb. 4.2: Aufbau eines Cellulose-Moleküls [Kra10]

## 4.3 Diagnose der Wicklungen

### 4.3.1 Messung des Wicklungswiderstands

Die Bestimmung der Wicklungswiderstands nach IEC 60076-1 Abschnitt 10.2 [EN761] erfolgt durch das Einprägen eines konstanten Gleichstroms in die zu untersuchende Wicklung. Durch die Kontrolle der im Werksbericht verzeichneten Widerstände lässt sich eine Vielzahl von Kontaktierungsproblemen erkennen:

- Teilleiterunterbrechungen innerhalb der Wicklung
- Kontaktprobleme am Lastschalter oder an den Wählerkontakten des Stufenschalters
- Übergangswiderstände an sonstigen elektrischen Kontakten (z.B. Ölkohlebildung am Übergang zwischen Durchführung und Wicklungsableitung)

Der Wicklungswiderstand wird durch das Einprägen eines konstanten Gleichstroms aus einer möglichst idealen DC-Quelle ermittelt. Mit geeigneten Messwiderständen wird der Strom ermittelt, ein weiteres Messgerät erfasst zeitgleich die Klemmenspannung der Wicklung [Bür06].

Die Wicklung eines Leistungstransformators lässt sich vereinfachend als Serienschaltung eines Widerstands  $R_1$  mit einer Wicklung der Windungszahl  $w_1$  auf einem Eisenkern des Querschnitts  $A_{Fe}$  und der effektiven Weglänge  $l_{Fe}$  beschreiben. Anhand Abbildung 4.3 gilt die Maschengleichung

$$u_{Klemmen}(t) = i_{Mess}(t) \cdot R_1 - u_{ind}(t). \quad (4.1)$$

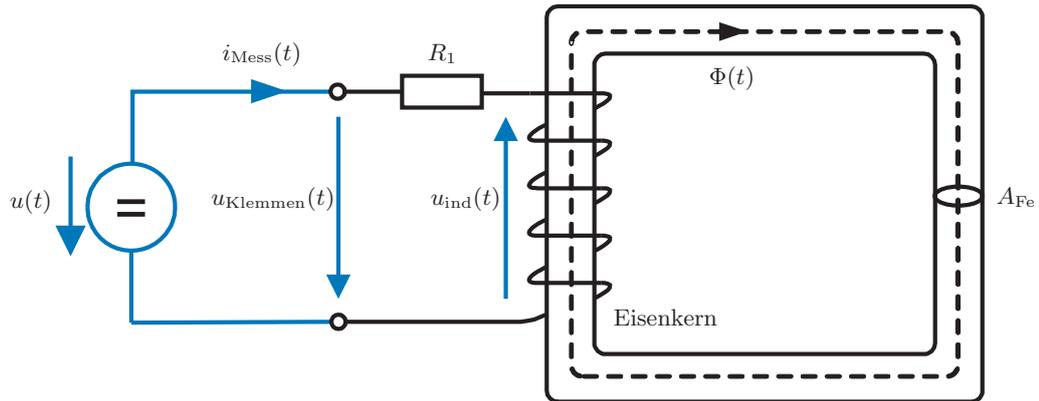


Abb. 4.3: Messung des Wicklungswiderstands

Weiterhin gilt das Ampèresche Gesetz:

$$\oint \vec{H} ds = \iint_A (\vec{J} + \dot{\vec{D}}) dA \quad (4.2)$$

Bei quasistatischen Vorgängen ist  $\dot{\vec{D}} = 0$  und darf an dieser Stelle vernachlässigt werden. Der eingepreßte Strom  $i_{\text{Mess}}(t)$  erzeugt mit der Windungszahl  $w_1$  entlang des mittleren Eisenwegs  $l_{\text{Fe}}$  die konstante magnetische Feldstärke  $H(t)$ :

$$H(t) = \frac{w_1 \cdot i_{\text{Mess}}(t)}{l_{\text{Fe}}} \quad (4.3)$$

Die magnetische Feldstärke  $H(t)$  und die magnetische Flussdichte  $B(t)$  sind bei ferromagnetischen Werkstoffen über die in Abbildung 4.4 vereinfacht dargestellte Kennlinie  $B(t) = f(H(t))$  verknüpft. Ein Ansatz zur analytischen Beschreibung der Magnetisierungskennlinien findet sich in [Lei08]. Die der Änderung des Stroms

Spannungsform	DC
Spannung	mindestens 50 V=
Strom	20...100 A, Stromregelung
besondere Merkmale	geringe Restwelligkeit erforderlich Entladeeinrichtung notwendig

Tab. 4.1: Wicklungswiderstand: Anforderungen an die Quelle

$i_{\text{Mess}}(t)$  entgegen gerichtete Induktionsspannung  $u_{\text{ind}}(t)$  ergibt sich nach dem Induktionsgesetz:

$$\begin{aligned} u_{\text{ind}}(t) &= -\frac{d}{dt} \iint_A B(t) dA = -\frac{d}{dt} B(t) \cdot A_{\text{Fe}} \\ &= -\frac{d}{dt} f(H(t)) \cdot A_{\text{Fe}} \\ &= -\frac{d}{dt} f\left(\frac{w_1 \cdot i_{\text{Mess}}(t)}{l_{\text{Fe}}}\right) \cdot A_{\text{Fe}} \end{aligned} \quad (4.4)$$

Um den Wicklungswiderstand über die Messung des im Kreis fließenden Stroms

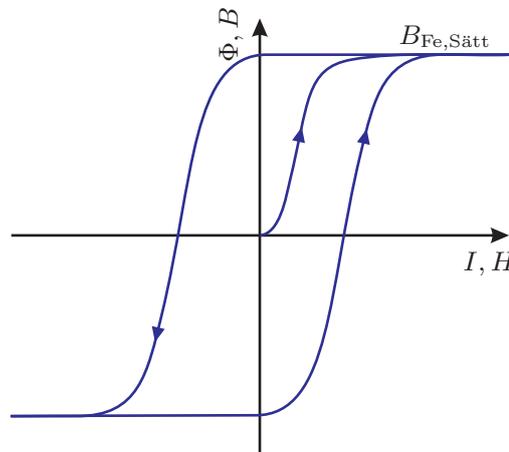


Abb. 4.4:  $B$ - $H$ -Kennlinie eines Eisenkreises

$i_{\text{Mess}}(t)$  und der Klemmenspannung  $u_{\text{Klemmen}}(t)$  bestimmen zu können, muss die Induktionsspannung  $u_{\text{ind}}(t) = 0$  werden. Dieser stationäre Zustand stellt sich beim Erreichen der Sättigungsflussdichte  $B_{\text{Fe,Sätt}}$  ein, was an Großtransformatoren mit großen mittleren Eisenwegen und Kernquerschnitten selbst mit leistungsstarken DC-Quellen mehrere Minuten dauern kann.

Die bis zum Erreichen der Sättigungsflussdichte im magnetischen Kreis gespeicherten Energie

$$E_{\text{mag}} = \int -u_{\text{ind}}(t) \cdot i_{\text{Mess}}(t) dt \quad (4.5)$$

stellt eine Gefahr für das Bedienpersonal und die verwendeten Messgeräte dar. Kommt es zu einer unbeabsichtigten Unterbrechung des Strompfads, resultiert daraus eine hohe Gegeninduktionsspannung, welche wiederum zu einem Störlichtbogen und der Gefahr der Körperdurchströmung führt. In der Praxis wird die gespeicherte Energie im Anschluss an die Messung über einen während des Messvorgangs überbrückten Leistungswiderstand abgebaut, um ein rasches Abklingen des Stroms  $i_{\text{Mess}}(t)$  zu gewährleisten.

Durch die Temperaturabhängigkeit des ohmschen Widerstands von Leitermaterialien muss die Wicklungstemperatur möglichst präzise bestimmt werden. Eine weitere

Forderung ist eine konstante Temperatur entlang der Wicklung, was eine Messung unmittelbar nach Leistungsbetrieb des Transformators schwierig gestaltet, da sich hier im Allgemeinen ein erhebliches vertikales Temperaturgefälle entlang der Wicklungen einstellt.

Nach Erfahrungen des Autors weicht die so berechnete tatsächliche Wicklungstemperatur um bis zu  $\pm 2^\circ\text{C}$  von der mit einem Infrarotthermometer an der Kesselwand gemessenen oder durch Ablesen der Temperaturmesseinrichtungen ermittelten Temperatur ab.

Es ist zu beachten, dass nach der Messung der Wicklungswiderstände aufgrund der Hysteresekurve ein remanenter magnetischer Fluss im Eisenkern verbleibt, was Resonanzverschiebungen bei der Messung der Übertragungsfunktion zur Folge hat, diese Eigenschaft wird in Abschnitt 6.3.7 beschrieben. Es ist daher empfehlenswert, die Übertragungsfunktionen vor den Wicklungswiderständen zu ermitteln, da der verbleibende magnetische Fluss ohne weitere Maßnahme wie Entmagnetisierung mit abklingender Wechselspannung nur sehr langsam abnimmt [ASG08a].

### 4.3.2 Messung der Übersetzung

Die Messung der Übersetzung  $\ddot{u} = \frac{U_1}{U_2}$  zwischen zwei Wicklungssystemen wird nach IEC 60076-1 10.3 durchgeführt [EN761]. Die Messung wird an allen Phasen über alle Stufen durchgeführt. Für die Messung von Standardschaltungen (Stern, Dreieck) stehen automatische mehrphasige Messbrücken zur Verfügung. Abweichungen des Übersetzungsverhältnis deuten häufig auf Beschädigungen oder Fehlstellungen des Stufenschalters hin. Eine Abweichung der Phasenlage kann ein Hinweis auf fehlerhaft geschaltete Wicklungen oder Vertauschung von Phasen sein.

Spannungsform	AC, 1~ oder 3~, Netzfrequenz
Spannung	bis 250 V
Strom	max. 1 A

Tab. 4.2: Übersetzung: Anforderungen an die Quelle

## 4.4 Diagnose des Isolationssystems

Für den störungsfreien Betrieb eines Hochspannungstransformators ist die sichere Beherrschung der Betriebsspannungen durch das Öl-Papier-Isolationssystem entscheidend. Die hier vorgestellten Diagnoseverfahren sollen die langfristige Alterung aufgrund chemisch-thermischer Abbauprozesse bestimmen und die Einschätzung der Restlebensdauer unterstützen [LHG<sup>+</sup>06].

#### 4.4.1 Messung der Kapazität und des Verlustfaktors

Die Kapazität und der Verlustfaktor der zwischen galvanisch getrennten Wicklungssystemen gebildeten Kapazität wurden im Werksprüfbericht des Transformators bei Netzfrequenz ermittelt und ermöglichen eine grundsätzliche Aussage über die Betriebsfähigkeit des Isolationssystems. Üblicherweise werden Kapazität und Verlustfaktor mit präzisen Messgeräten mit integrierter Hochspannungsquelle mit Spannungen bis 15 kV ermittelt [HLG<sup>+</sup>05].

Bei der Ermittlung der Wicklungskapazitäten gegen den Kessel ist zu beachten, dass Kondensatordurchführungen aufgrund ihrer Kapazitätsbeläge gegen Erde parallel zur gemessenen Wicklung gegen Erde liegen und sich so die ermittelte Kapazität um die Summe aller Kapazitäten  $C_1$  der im Wicklungssystem vorhandenen Kondensatordurchführungen erhöht. Daher ist eine Abweichung von mehreren 100 pF zwischen der Vor-Ort-Messung und dem Messwert im Prüfbericht des Herstellers möglich.

Abbildung 4.5 zeigt das Ersatzschaltbild des Isolationssystems, gemäß dem gilt:

$$\underline{Z}_{C,real} = \frac{1}{j\omega C_P} \parallel R_P \quad (4.6)$$

$$\tan \delta = \frac{\text{Wirkleistungsverluste}}{\text{Blindleistungsverluste}} = \frac{|U \cdot \underline{I}_{R_P}|}{|U \cdot \underline{I}_{C_P}|} = \frac{1}{\omega \cdot C_P \cdot R_P} \quad (4.7)$$

Eine Messung von Kapazität und Verlustfaktor bei Netzfrequenz und Umgebungs-

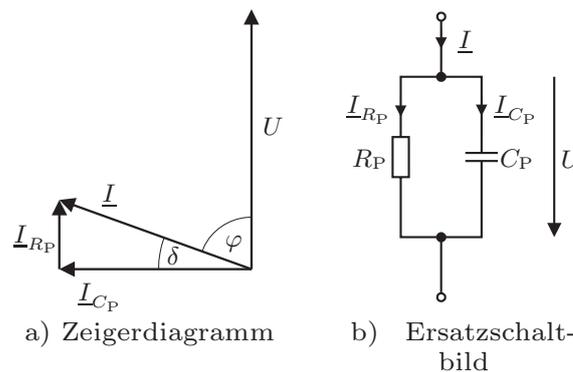


Abb. 4.5: Verlustbehaftete Kapazität im Parallelschaltbild

temperatur ist nicht geeignet, um verlässlich einen Anstieg der Feuchtigkeit in Öl-Papier-Isolationssystemen zu detektieren [AV06, RLK<sup>+</sup>09].

Spannungsform	AC, 1~, Netzfrequenz
Spannung	bis 12 kV
Strom	max. 200 mA

Tab. 4.3: Kapazität und Verlustfaktor: Anforderungen an die Quelle

#### 4.4.2 Messung des Isolationswiderstands

Zur Messung des Isolationswiderstands eines Öl-Papier-Isoliersystems wird eine Spannung  $U_{\text{iso}}$  zwischen 500 V und 5 kV über die Isolation angelegt und der Stromverlauf über eine Minute erfasst. Sämtliche nicht zu messenden Strompfade werden über den „Guard-Anschluss“ des Instruments auf den gemeinsamen Potentialpunkt geführt und so an der Strommessung vorbei geführt.

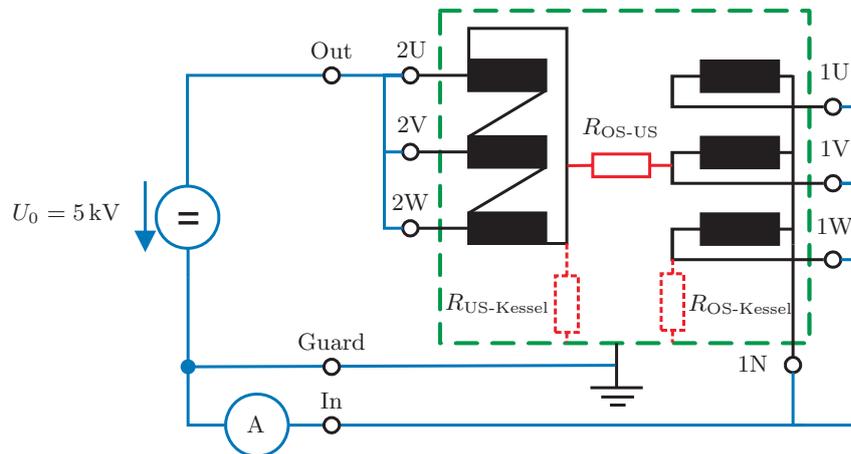


Abb. 4.6: Messung des Isolationswiderstands

Innerhalb der ersten 60 Sekunden einer Polarisationsstrommessung werden nur Relaxationskomponenten erfasst, die relativ schnell beweglichen ionischen Bestandteilen oder Abbauprodukten im Isolieröl zugeordnet werden [HL06a]. Eine Aussage über die im Isolationssystem enthaltene Gesamtfeuchte ist erst bei wesentlichen größeren Messzeiten möglich. Daher kann die Messung des Isolationswiderstandes keine direkte Aussage über die im Leistungstransformator enthaltene Gesamtfeuchte liefern. Da Alterungsvorgänge nicht unabhängig voneinander stattfinden und die Alterung der Feststoffisolation durch Ölabbauprodukte katalytisch beschleunigt wird, kann ein geringer Isolationswiderstand oder ein Polarisationsindex nahe 1 ein möglicher Hinweis auf hohe Feuchtigkeitsgehalte und fortgeschrittene Alterung sein. Dies ist durch eine separate dielektrische Messung zu verifizieren.

Die Beweglichkeit ionischer Anteile im Öl ist stark temperaturabhängig. Daraus resultieren stark streuende Isolationswiderstände am gleichen Messobjekt bei unterschiedlichen Temperaturen des Isolationssystems. Bei der Messung zwischen ei-

Spannungsform	DC
Spannung	5 kV
Strom	max. 1 mA

Tab. 4.4: Isolationswiderstand: Anforderungen an die Quelle

nem Wicklungssystem und dem Transformator-kessel ist zu beachten, dass nicht nur die Öl-strecke zwischen Aktivteil und Kessel in die Messung einfließt. Parallel zu dieser liegen die Strecken zwischen Wicklung und Magnetkern und der Ölraum der Durchführungen. Insbesondere bei separaten Öl-räumen an thermisch stark belasteten Hochstromdurchführungen kann die dort lokal erhöhte Leitfähigkeit des Öls das Messergebnis bestimmen.

Schwierigkeiten bei der Messung bereiten nahe gelegene, unter Spannung stehende Freileitungen. Über kapazitive Kopplungspfade werden netzfrequente Wechselspannungen mit bis zu 40  $V_{\text{eff}}$  auf die Wicklungssysteme übertragen, was die präzise Bestimmung geringer Ströme beeinträchtigt.

Durchgehende Feuchtigkeitsbeläge auf den Durchführungen aufgrund von Niederschlag oder Betauung verhindern die Messung der Isolationswiderstände vom Transformator-kessel zu den Wicklungssystemen, da hier ein Strompfad parallel zu der zu messenden Isolationsstrecke entsteht. Bei verschmutzten Durchführungen, wie es gerade in konventionell gefeuerten Kraftwerken oder eingehausten Transformatoren häufig vorkommt, bildet sich ein leitfähiger Belag, dessen Widerstand unterhalb des zu bestimmenden Isolationswiderstands liegt. Aufgrund der Superposition der parallelen Ströme ist das Messergebnis nicht verwertbar. Ein Ableiten dieser Ströme über Schirmringe ist in der Praxis aufgrund der Vielzahl der Durchführungen nicht praktikabel.

In Tabelle 4.5 ist die Bewertung des gemessenen Polarisationsindex  $\frac{R_{60}}{R_{15}}$  nach [HKM01] aufgeführt. Eigene Erfahren zeigen, dass der Polarisationsindex nicht losgelöst vom absoluten Wert der gemessenen Widerstände betrachtet werden darf. Bei Vor-Ort-Untersuchungen des Autors wurde wiederholt unzureichende Isolationswiderstände bei gleichzeitig hohen Polarisationsindizes gefunden. Der Polarisationsindex ist daher als Indikator und nicht als Ausschlusskriterium für ein gealtertes Isolationssystem zu sehen.

### 4.4.3 Komplexe dielektrische Messverfahren

Im Isoliersystem enthaltenes molekulares Wasser wirkt als Katalysator bei der chemischen Zersetzung der festen und flüssigen Dielektrika. Die in den vorgehenden Abschnitten erwähnten Methoden sind nicht in der Lage, die zum überwiegenden

Polarisationsindex $\frac{R_{60}}{R_{15}}$	Bewertung
weniger als 1.0	gefährlich
1.0 ... 1.1	schlecht
1.1 ... 1.25	unzureichend
1.25 ... 2.0	befriedigend
mehr als 2.0	gut

Tab. 4.5: Bewertung des Polarisationsindex nach [HKM01]

Anteil in der Feststoffisolation enthaltene Feuchtigkeit zu erfassen. Auch die Bestimmung des Wassergehaltes über Ölproben ist mit großen Fehlern behaftet [KTG<sup>+</sup>07]. Zur präziseren Bestimmung der in der Feststoffisolation enthaltenen Feuchtigkeit wurden elektrische Messverfahren entwickelt, in die hier eine kurze Einführung gegeben werden soll.

Zur Beschreibung dielektrischer Materialien mit polarisierbaren Bestandteilen wird die einfache parallele RC-Ersatzschaltung auf weitere RC-Serienglieder erweitert (Abbildung 4.7). Hierbei beschreibt  $C_0$  die Vakuumkapazität der Anordnung und  $R_\infty$  ist der Gleichstromwiderstand, der den verbleibenden Strom  $I_0$  nach vollständiger Polarisation des Dielektrikums beschreibt. Die Polarisationsmechanismen mit der Relaxationskonstante  $\tau_n = R_n \cdot C_n$  werden durch die einzelnen RC-Serienglieder beschrieben.

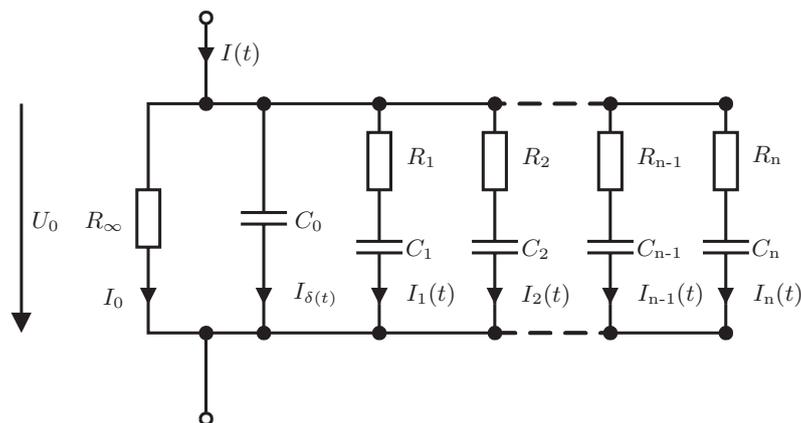


Abb. 4.7: Modellierung eine Dielektrikums mit RC-Gliedern

Geschichtete Isolationssysteme von Transformatoren bestehen zu veränderlichen Anteilen aus Ölrecken, Barrierensystemen und den mechanisch erforderlichen Leisten. Leisten und Barrierensysteme sind aus Transformerboard gefertigt. Das dielektrische Verhalten jedes dieser Komponenten kann durch eine Schaltung paralleler RC-Serienelemente nachgebildet werden. Durch geeignete Zusammenschaltung erhält man ein Gesamtmodell des dielektrischen Systems. In den Datenbanken der

Analysesysteme sind die von den Materialparametern abhängigen RC-Schaltungen hinterlegt. Da auch der Wassergehalt der Fest- und Flüssigisolation das Relaxationsverhalten beeinflusst, ist auch das Materialverhalten für verschiedene Wassergehalte in der Datenbank enthalten. Bei der Modellbildung wird der Einfluss des inhomogenen Feldbereichs an den Enden des Streukanals bisher vernachlässigt [Gis08].

Die Isolationstemperatur wird über den Öltemperaturfühler, Mehrstellenmessung am Kessel mit Infrarotthermometern, Auslesen aus dem Monitoring oder aus einer Ölprobe bestimmt. Die Ölprobe liefert zusätzlich die Ölleitfähigkeit. Bei Kenntnis der geometrischen Anteile von Barrieren und Leisten lässt sich mit Methoden der Ausgleichsrechnung die Modellkurve an die gemessene Kurve anpassen. Variiert wird bei der Anpassung die in der Cellulose enthaltene Feuchtigkeit.

Zur Diagnose des Isoliersystems und der dielektrischen Materialeigenschaften eines Transformators lässt sich die dielektrische Systemfunktion heranziehen. Ausgehend von der mathematischen Beschreibung dieser Systemfunktion und deren Modellierung wurden diagnostische Messverfahren im Zeit- und Frequenzbereich entwickelt. Diese Methoden sollen im Folgenden kurz erläutert werden.

#### 4.4.3.1 Frequenzbereich (FDS-Messung)

Bei der FDS-Messung (Frequency Domain Spectroscopy) wird der Strom  $i(t)$  über ein Isoliersystem bei Anlegen einer sinusförmigen Wechselspannung  $u(t)$  mit der Kreisfrequenz  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$  über einen Frequenzbereich mit festgelegten, diskreten Frequenzpunkten erfasst. Der gemessene Strom  $i(t)$  gleicher Kreisfrequenz  $\omega$  hat die Amplitude  $\hat{i}$  und die Phasenverschiebung  $\varphi_i$  gegenüber  $u(t)$ . Die anregende Spannung wird beschrieben durch

$$u(t) = \hat{u} \cdot \sin(\omega t), \quad (4.8)$$

der sich einstellende Strom über das Isoliersystem durch

$$i(t) = \hat{i} \cdot \sin(\omega t + \varphi_i). \quad (4.9)$$

Aufgrund der Phasenverschiebung  $\varphi_i$  bietet sich die komplexe Darstellung der Spannung  $\underline{u}(t)$  und des Stroms  $\underline{i}(t)$  an. Im Frequenzbereich lässt sich die komplexe Impedanz

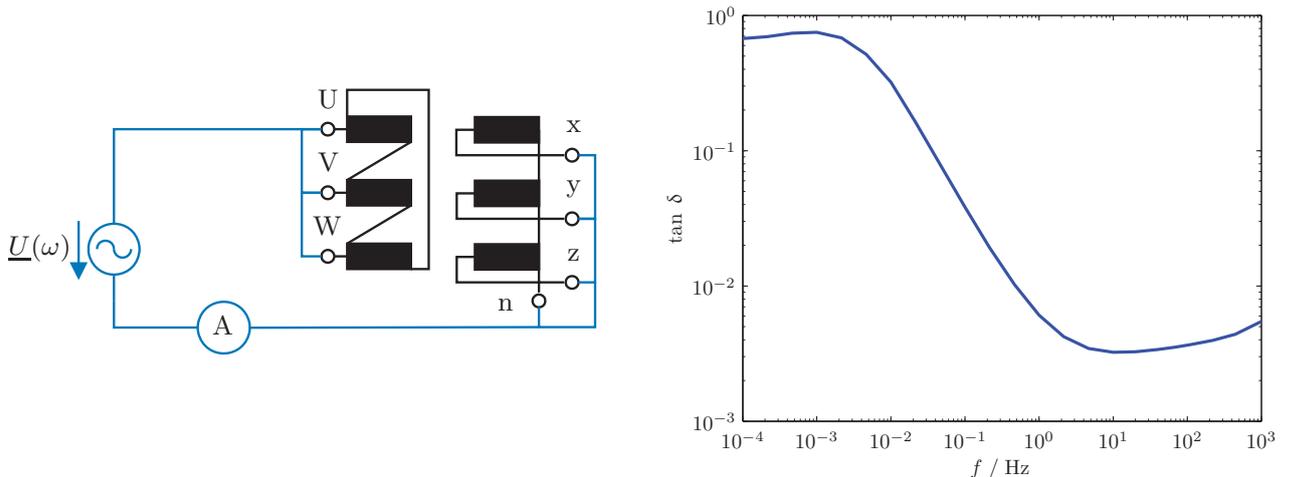
$$\underline{Z}(\omega) = \frac{\underline{U}(\omega)}{\underline{I}(\omega)} = Z'(\omega) + jZ''(\omega) \quad (4.10)$$

definieren. Analog zur Definition in Abschnitt 4.4.1 lässt sich der frequenzabhängige Verlustfaktor definieren:

$$\tan \delta(\omega) = \frac{Z'(\omega)}{Z''(\omega)} \quad (4.11)$$

In der Praxis wird der zu untersuchende Frequenzbereich häufig von  $f_A = 1 \text{ kHz}$  bis  $f_E = 100 \text{ } \mu\text{Hz}$  festgelegt. Dies kann je nach Störumgebung Messzeiten bis zu 6 h pro Messreihe zur Folge haben. Stark betriebsgealterte Transformatoren erlauben eine Reduktion der Messzeit, da sich der charakteristische Kurvenverlauf mit steigendem Wassergehalt im Isoliermaterial hin zu höheren Frequenzen verschiebt.

Abbildung 4.8 zeigt die Messschaltung und den typischen Verlauf des frequenzabhängigen Verlustfaktors.



a) Beschaltung des Transformators

b) Typischer Verlauf des Verlustfaktors  $\tan \delta$ 

Abb. 4.8: Messung des frequenzabhängigen Verlustfaktors (FDS-Methode)

#### 4.4.3.2 Zeitbereich (PDC-Messung)

Die PDC-Messung (Polarization and Depolarization Current) ist die Erfassung des Stroms  $i_{\text{pol}}(t)$  bei sprungförmiger Anregung mit einer Gleichspannung  $u(t) = U_0 \cdot \sigma(t)$ . Anhand des Verlaufs des Polarisationsstroms können die Systemeigenschaften des Isoliertsystems analysiert werden. Nach Ablauf einer vor der Messung festgelegten Zeit  $t_{\text{pol}}$  wird das Dielektrikum kurzgeschlossen und der Entlade- oder auch Depolarisationsstrom  $i_{\text{depol}}(t)$  gemessen.

Bei Vor-Ort-Messungen ist eine Polarisationsspannung bis  $U_{\text{pol}} = 500 \text{ V}$  üblich, die Dauer der Messung wird meist zu  $t_{\text{pol}} = 10000 \text{ s}$  gewählt.

Der Vorteil der PDC-Messung gegenüber der Messung im Frequenzbereich (FDS) ist die geringere Dauer, da hier die Messgröße direkt im Zeitbereich kontinuierlich erfasst werden kann. Schwierigkeiten bereitet die Erfassung der hochfrequenten Anteile der dielektrischen Systemfunktion. Hier müsste im Moment des Einschaltens mit hoher Abtastrate der Strom über das Isoliertsystem erfasst werden. Aufgrund der notwendigen Tiefpassfilterung des Stroms zur Störunterdrückung ist dies in der Praxis nicht möglich. Neuere Analysegeräte kombinieren daher die Messung im

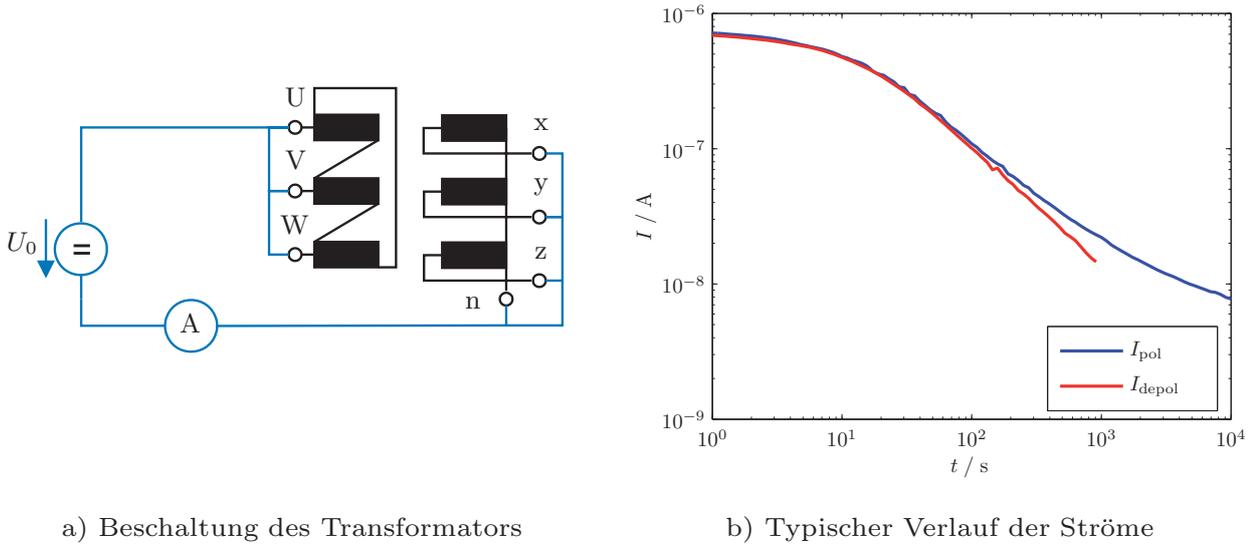


Abb. 4.9: Messung der dielektrischen Systemantwort im Zeitbereich (PDC-Methode)

Zeit- und Frequenzbereich und erreichen so die Aufzeichnung der Systemfunktion in einem weiten Frequenzbereich bei gleichzeitiger Reduktion der Gesamtmesszeit.

Beiden Verfahren ist gemeinsam, dass über das Isolationssystem ein sehr kleiner Strom  $i(t)$  fließt, dessen Größe über eine verhältnismäßig hohe Messimpedanz (ca. 30 k $\Omega$ ) erfasst wird. Dadurch ist die Messung gegenüber externen Störungen, wie elektrische oder magnetische Felder umliegender Anlagenteile, anfällig. Weiterhin können leitfähige Beläge durch Regen oder Betauung auf den Durchführungen des Transformators wie auch bei der Messung des Isolationswiderstands eine PDC- oder FDS-Messung unmöglich machen.

## 4.5 Diagnose des mechanischen Aufbaus

Ziel der hier aufgeführten Diagnoseverfahren ist der Nachweis mechanischer Veränderungen der Wicklungen oder des magnetischen Kreises.

### 4.5.1 Messung der Kurzschlussimpedanz

Die Norm IEC 60076-5 legt in Abhängigkeit von der Spannungsebene und der Art des Transformators die Mindestkurzschlussspannung  $u_k$  fest [EN765]. Die Messung der Kurzschlussimpedanz wird nach IEC 60076-1, Abschnitt 10.4 durchgeführt [EN761] und fordert die Messung mit mindestens halbem Bemessungsstrom durchzuführen. Für den mobilen Einsatz stehen statische oder motorische Umrichteranlagen als Containersystem zur Bereitstellung der notwendigen Prüfströme und -spannungen zur Verfügung [Mar08].

Abbildung 4.10 zeigt das einphasige Ersatzschaltbild der Messung mit den auf die Primärseite bezogenen Elementen der Sekundärwicklung und des Kurzschlussverbinders. Da gilt:

$$R_{\text{Fe}} \parallel j\omega L_h \gg R'_{\text{Cu,US}} + \omega L'_{\sigma,\text{US}} + R'_{\text{KS}} \quad (4.12)$$

können  $R_{\text{Fe}}$  und  $L_h$  vernachlässigt werden, die Maschengleichung vereinfacht sich zu

$$\begin{aligned} \underline{Z}_k &= R_{\text{Cu,OS}} + j\omega L_{\sigma,\text{OS}} + R'_{\text{Cu,US}} + j\omega L'_{\sigma,\text{US}} + R'_{\text{KS}} \\ &= R_{\text{Cu,OS}} + j\omega L_{\sigma,\text{OS}} + \ddot{u}^2 \cdot (R_{\text{Cu,US}} + j\omega L_{\sigma,\text{US}} + R_{\text{KS}}). \end{aligned} \quad (4.13)$$

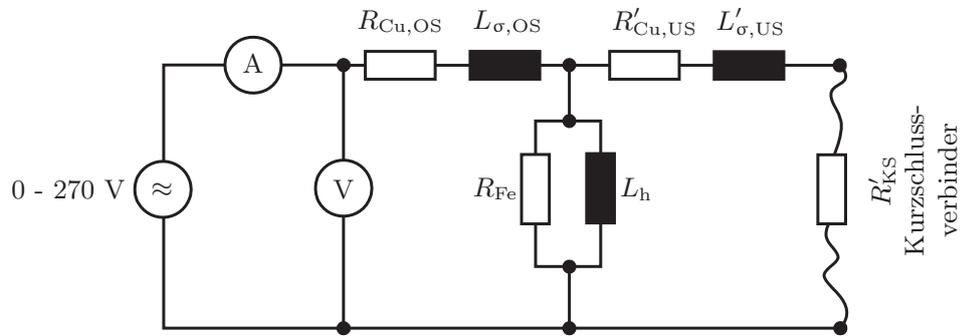


Abb. 4.10: Einphasiges Transformator-Ersatzschaltbild bei der Messung der Kurzschlussimpedanz

Spannungsform	AC, 1~ oder 3~, Netzfrequenz
Spannung	0 bis 400 V
Strom	$\geq 8$ A

Tab. 4.6: Kurzschlussimpedanz: Anforderungen an die Quelle

Da die ohmschen Anteile der Kurzschlussimpedanz temperaturabhängig sind, ist die Temperatur während der Messung aufzuzeichnen und die Werte sind gegebenenfalls nach IEC 60076-1 Anhang E zu korrigieren.

Bei der dreiphasigen Messung der Kurzschlussimpedanz nach Abbildung 4.11 ergeben sich die pro Phase gemessenen Impedanzen zu

$$\underline{Z}_{k,i} = Z_{k,i} \cdot e^{j\varphi_i} = \frac{U_{\text{OS},i}}{I_{\text{OS},i}} \cdot e^{j\varphi_i} = \frac{U_{\text{OS},i}}{I_{\text{OS},i}} \cdot (\cos \varphi_i + j \sin \varphi_i) = Z_{\text{kr},i} + j \cdot Z_{\text{kx},i} \quad (4.14)$$

Die mit den Prüfberichtswerten vergleichbare relative Kurzschlussspannung ergibt sich als

$$\underline{u}_{k,i,\%} = \frac{100 \cdot \underline{Z}_{k,i} \cdot S_N}{U_N^2} \quad \text{und} \quad (4.15)$$

$$\underline{u}_{k,\text{Messung},\%} = \frac{1}{3} \cdot \sum_{i=1}^3 \underline{u}_{k,i,\%} \quad (i = \{1U, 1V, 1W\}).$$

Die Abweichung von dem im Prüfbericht vermerkten Wert  $u_{k,\text{soll}}$  ergibt sich zu

$$\Delta = \frac{u_{k,\text{soll}} - u_{k,\text{Messung}}}{u_{k,\text{soll}}} \cdot 100 \quad \text{in \%} \quad (4.16)$$

In Abhängigkeit von der Scheinleistung darf die Abweichung der Kurzschlussimpedanz zwischen  $\pm 1\% \dots \pm 2\%$  liegen [EN765].

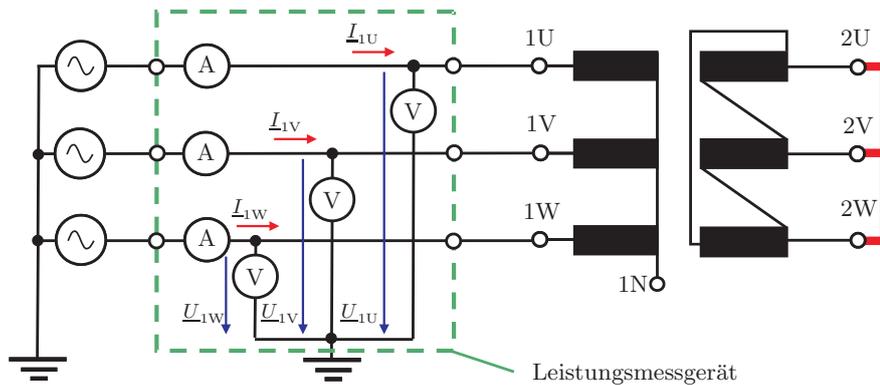


Abb. 4.11: Messung der Kurzschlussimpedanz an Drehstromtransformatoren

Bei Vor-Ort-Diagnoseuntersuchungen im Rahmen einer allgemeinen Zustandserfassung des Transformators stehen keine leistungsfähigen Stromquellen zur Verfügung. Um den Aufwand zu begrenzen, wird die Kurzschlussimpedanz bei deutlich geringeren Strömen gemessen. Hierzu bedient man sich geeigneter regelbarer Transformatoren kleiner Leistung, so dass bei dreiphasigen Messungen oder nacheinander durchgeführten einphasigen Messungen Leistungen bis  $S_k = 7 \text{ kVA}$  in den Transformator eingespeist werden. Mit dieser Methode lassen sich bei Verwendung eines niederohmigen Kurzschlussverbinders mit geringer Induktivität die Kurzschlussreaktanzen mit einem Fehler  $< \pm 1\%$  reproduzieren, erreicht jedoch nicht die in der Norm geforderte Wiederholgenauigkeit von  $\pm 0,2\%$ .

#### 4.5.2 Messung des Leerlaufstroms

Die Messung der Leerlaufstromaufnahme dient der Erkennung von Fehlern im magnetischen Kreis des Transformators und wird analog zur Messung der Kurzschluss-

simpedanz ohne einen Kurzschlussverbinder im zweiten Wicklungssystem durchgeführt.

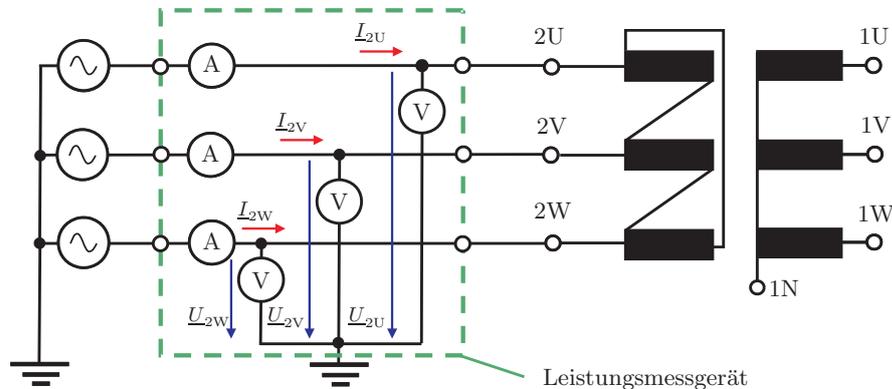


Abb. 4.12: Messung der Leerlaufimpedanz an Drehstromtransformatoren

Spannungsform	AC, 3~, Netzfrequenz
Spannung	bis 400 V
Strom	max. 1 A

Tab. 4.7: Leerlaufstrom: Anforderungen an die Quelle

An vielen Oberspannungswicklungen kann jedoch mit Stelltransformatoren im Leerlauf kein ausreichender Strom eingepreßt werden, um die Strommessung mit befriedigender Genauigkeit durchzuführen. In diesen Fällen wird die Leerlaufstromaufnahme an der Unterspannungswicklung gemessen. Typisch ist aufgrund des nicht-symmetrischen Aufbaus des magnetischen Kreises eine ungleichmäßige Stromaufnahme der drei Phasen bei geringer Scheinleistungsaufnahme (Tabelle 4.7).

### 4.5.3 Messung der Übertragungsfunktion

Der Hauptanwendungszweck der Analyse der Frequenzantwort (engl. *Frequency Response Analysis, FRA*) ist die Erkennung mechanischer Veränderungen am Aktivteil von Leistungstransformatoren, die nicht zum sofortigen Ausfall des Betriebsmittels führen und mit herkömmlichen Testverfahren nicht erkennbar sind.

Wirken starke Kräfte beispielsweise durch Kurzschluss oder während der Transports auf das Aktivteil ein oder ist aufgrund einer Vorschädigung die mechanische Fixierung der Wicklungen geschwächt, kann es zu einer Verformung, Verwerfung oder Verschiebung eines Teils der Wicklung oder der ganzen Wicklung kommen. Abbildung 4.13 zeigt Schäden an den Wicklungen von Transformatoren, die durch Kurzschluss ausgefallenen sind.



Abb. 4.13: Radiale Deformationen an Transformatorwicklungen

Die Auswertung der Übertragungsfunktion ermöglicht eine Vielzahl von Fehlern zu erkennen [CIG08]:

- Radiale Deformationen der Wicklung
- Axiale Verschiebungen der Wicklung nach Verlust der Wicklungspressung
- Kippen der Leiter von Wicklungen
- Wicklungskurzschlüsse
- Kurzgeschlossene Blechlagen des Magnetkerns
- Unterbrochene Kernerdung
- Transportschäden

Im Vergleich zu anderen, hier vorgestellten Diagnoseverfahren deckt die Messung der Übertragungsfunktion einen sehr breiten Frequenzbereich bis hin zu mehreren MHz ab. Ein wesentliches Problem hierbei ist die Rückwirkung des Aufbaus auf die aufgezeichnete Übertragungsfunktion.

Eine präzise Nachbildung der gemessenen Übertragungsfunktion anhand detaillierter Transformatormodelle bereitet bis heute aufgrund der enormen Komplexität großer Leistungstransformatoren Schwierigkeiten.

Da im Allgemeinen keine Informationen zum internen Aufbau des untersuchten Transformators vorliegen, ist man auf vergleichende Messungen angewiesen. Das Ziel der verwendeten Messtechnik ist es, reproduzierbare Bedingungen bei der Erfassung zu ermöglichen.

Auf die Möglichkeiten und Grenzen der Messung der Übertragungsfunktion und die daraus resultierenden Konsequenzen beim Vergleich von Messungen wird in den folgenden Kapiteln ausführlich eingegangen.

## Kapitel 5

# Grundlagen der Übertragungsfunktion

In diesem Kapitel sind die theoretischen Grundlagen für die im Folgenden verwendeten Verfahren kurz zusammengestellt. Zunächst werden allgemeine systemtheoretische Betrachtungen und die Vierpoltheorie diskutiert, welche im Anschluss ihre Anwendung in der Analyse der Frequenzantwort, kurz FRA (*engl. Frequency Response Analysis*), finden.

### 5.1 Systemtheorie

Im Folgenden sollen kurz die wichtigsten und in dieser Arbeit verwendeten Eigenschaften aus der Systemtheorie zusammengefasst werden.

Unter einem System versteht man im Allgemeinen eine Einrichtung, die auf eine Eingangsgröße  $x(t)$  mit der Ausgangsgröße  $y(t)$  reagiert. Mathematisch kann dieser Sachverhalt durch die Operatorgleichung

$$y_a = S\{y_e\} \quad (5.1)$$

repräsentiert werden, entsprechend Abbildung 5.1 [KJ08].



Abb. 5.1: Zur Definition des Systembegriffs

Einen genaueren Aufschluss auf die Funktion des Systems sowie deren mögliche Beschreibung gibt die Untersuchung der Reaktion auf verschiedene Eingangssignale. Erfüllt das System die Bedingung

$$S\{c_1 y_{e1}(t) + c_2 y_{e2}(t)\} = c_1 S\{y_{e1}(t)\} + c_2 S\{y_{e2}(t)\} \quad (5.2)$$

spricht man von einem *linearen* System. Die Systemoperation kann der Gleichung entsprechend auch einzeln auf die beiden überlagerten Eingangssignale angewandt werden, ohne das Ergebnis zu ändern.

Antwortet das System des Weiteren auf ein zeitlich verschobenes Eingangssignal mit einem entsprechend zeitlich verschobenen Ausgangssignal, handelt es sich um ein *zeitinvariantes* System.

$$y_a(t) = S\{y_e(t)\} \Rightarrow y_e(t - t_0) = S\{y_e(t - t_0)\} \quad (5.3)$$

Die Erfüllung beider Bedingungen weist ein *lineares, zeitinvariantes System* (engl.: *linear, time-invariant; LTI*) nach. Während die Zeitinvarianz stets gegeben ist, wird die Linearität im Verlauf der Arbeit zu diskutieren sein.

Die Antwort eines Systems auf einen Dirac-Impuls  $\delta(t)$  wird als Impulsantwort bezeichnet. Mit Hilfe der Darstellung eines allgemeinen Eingangssignales als Faltung mit dem Dirac-Impuls, lässt sich nach kurzer Rechnung feststellen, dass sich die Antwort eines LTI-Systems als Faltung des Eingangssignales mit der Impulsantwort ergibt. Somit wird das System vollständig durch seine Impulsantwort charakterisiert.

Wendet man auf die Impulsantwort die Laplace-Transformation nach

$$G(s) = \mathcal{L}\{g(t)\} = \int_{0-}^{\infty} g(t)e^{-st} dt \quad (5.4)$$

an, erhält man die in den Bildbereich transformierte Impulsantwort. Unter Beachtung des Faltungssatzes der Laplace-Transformierten ergibt sich somit die Systemantwort als Produkt der transformierten Eingangssignale.

$$y_a(t) = g(t) * y_e(t) \quad \circ \longrightarrow \bullet \quad Y_a(s) = G(s) \cdot Y_e(s) \quad (5.5)$$

Betrachtet man nun das Verhältnis von Ausgangs- zu Eingangsfunktion, so kann die Impulsantwort  $g(t)$  im Bildbereich als Übertragungsfunktion  $G(s)$  des Systems interpretiert werden. Wird das System an Stelle eines einzelnen Impulses mit einer harmonischen Schwingung angeregt, so wird es entsprechend mit einer harmonischen Schwingung gleicher Frequenz antworten. Diese beiden Verhaltensweisen bilden die Grundlage der FRA-Messungen in Zeit- und Frequenzbereich.

Analog zu den vorangegangenen Überlegungen kann ein Signal nach der Fourierzerlegung als Zusammensetzung von komplexen Schwingungsanteilen interpretiert werden:

$$y_e(t) = A \cdot e^{j2\pi ft} \quad (5.6)$$

Allgemein wird die Fouriertransformierte als

$$G(f) = A(f) \cdot e^{j\psi(f)} = \mathcal{F}\{g(t)\} = \int_{-\infty}^{\infty} g(t)e^{-j2\pi ft} dt \quad (5.7)$$

definiert. Der Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangsfunktion wird dabei im Bildbereich als *Frequenzgang*  $G(f)$  bezeichnet. Liegt die komplexe Achse im Konvergenzbereich der Laplace-Transformierten, so lässt sich der Frequenzgang ebenfalls über den Zusammenhang  $s = j2\pi f$  ermitteln.

Von Interesse sind nun Betrags- und Phasengang des betrachteten Systems, welche sich durch

$$\begin{aligned} A(f) &= \|G(f)\| = \sqrt{(\operatorname{Re}\{G(f)\})^2 + (\operatorname{Im}\{G(f)\})^2} \\ \varphi(f) &= \operatorname{arg}\{G(f)\} = \angle G(f) = \arctan\left(\frac{\operatorname{Im}\{G(f)\}}{\operatorname{Re}\{G(f)\}}\right) \end{aligned} \quad (5.8)$$

aus dem formal definierten Frequenzgang ableiten lassen. Dieser Sachverhalt lässt sich mittels eines beispielhaften Systems veranschaulichen, dessen Anregungs- und Antwortfunktionen jeweils als harmonische Schwingungen in Abbildung 5.2 [Lei05] dargestellt sind. Entsprechend des Frequenzganges ergibt sich eine bestimmte Dämpfung, d.h. eine Änderung des Betrages, sowie ein Phasenversatz zwischen den beiden Signalen, welche direkt ermittelt werden können. Üblicherweise wird die Dämpfung als Verhältnis der Beträge von Aus- und Eingangssignal in Dezibel angegeben:

$$G_{dB} = 20 \cdot \log(|G(f)|) [dB]. \quad (5.9)$$

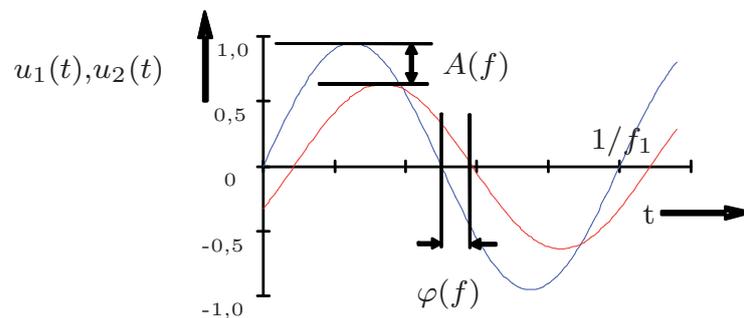


Abb. 5.2: Erläuterung der Berechnung von Betrag- und Phasengang

Genauso wie sich aus der Antwort eines Systems der Frequenzgang in Betrag und Phase ergibt, können aus diesem Rückschlüsse auf die eigentliche Übertragungsfunktion gewonnen werden. Daraus kann ein vollständiges Ersatzschaltbild des analysierten Systems abgeleitet werden.

## 5.2 Vierpoltheorie

Ein elektrisches Netzwerk mit  $n$  Eingängen oder Ausgängen wird als  $n$ -Tor bezeichnet. Nun kann, wie bereits zu Beginn des Kapitels erläutert, eine Transformatorenwicklung als Schaltung aus einzelnen L- R- und C-Elementen aufgefasst werden. Die Wicklungsanschlüsse werden dabei als Ein- und Ausgänge dieses Netzwerkes betrachtet. Bei Wahl eines Bezugspotentials pro Anschluß ergeben sich somit zwei Anschlusspaare, sogenannte Tore, und das Wicklungssystem wird als *Vierpol* oder *Zweitor* aufgefasst.

Die Wahl des Bezugssystems spielt bei der Auswertung der Ergebnisse eine wichtige Rolle. Wählt man ein vorhandenes Erdpotential als Bezugssystem und nimmt weiterhin an, dass dieses Potential an allen Verbindungspunkten gleich ist, so können sämtliche Impedanzen und Übertragungstrecken zwischen den Anschlusspunkten ignoriert werden. In der Realität ist dies nicht gewährleistet: Das angenommene „Erdpotential“ kann über die Verwendung unterschiedlicher elektrischer Verbindungen an den Anschlusspunkten variieren und die Messung beeinflussen. Diese und weitere Einflüsse sowie die Erhöhung der Reproduzierbarkeit der Messungen werden in Abschnitt 6.4 erörtert.

Da es sich bei den Elementen des Ersatzschaltbildes um rein lineare und zeitinvariante sowie passive Elemente handelt und das Netzwerk keine Quellen enthält, ist auch das resultierende Gesamtsystem und somit das Zweitor als linear, zeitinvariant und passiv anzunehmen. Ein solches Zweitor lässt sich nach Abbildung 5.3 als „Black-Box“ durch seine Ein- und Ausgangsströme sowie durch Spannungen an Ein- und Ausgang charakterisieren.

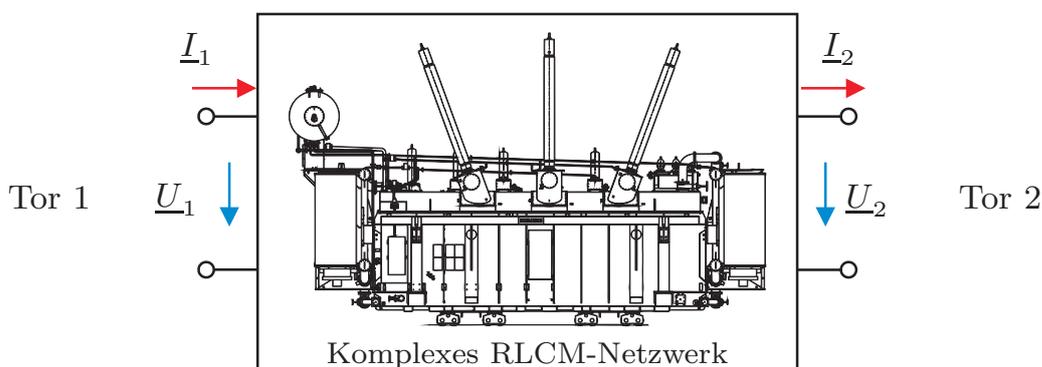


Abb. 5.3: Transformator als Zweitor

Ausgehend vom Ohmschen Gesetz für komplexe Impedanzen lassen sich die Eigenschaften als lineares Gleichungssystem darstellen, welches je nach Ausführung

auf verschiedene Matrizenformen führen kann: Die Darstellung als *Impedanzmatrix* oder *Admittanzmatrix*, gemäß

$$\begin{aligned}\underline{U} &= \underline{Z} \cdot \underline{I} \\ \text{respektive} \\ \underline{I} &= \underline{Y} \cdot \underline{U}\end{aligned}\tag{5.10}$$

sowie die Darstellung als *Kettenmatrix*, welche eine Mischform der beiden bildet und am einsichtigsten als Betrachtung der Übertragung von Eingangstor zu Ausgangstor zu verstehen ist. Für Impedanz- und Admittanzmatrix gilt die Beziehung

$$\underline{Y} = \underline{Z}^{-1}\tag{5.11}$$

$$\underline{Z} = \begin{pmatrix} Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{21} & Z_{22} \end{pmatrix}\tag{5.12}$$

mit den Elementen  $Z_{ij}$ . Die Elemente der Matrix sind komplexwertig und im hier betrachteten Fall als frequenzabhängig anzunehmen. Impedanzmatrix und Admittanzmatrix lassen sich somit relativ leicht anhand der beinhalteten Elemente ermitteln. Durch sie sind Reihen- und Parallelschaltung von Zweitoren vorteilhaft zu berechnen. Den weitaus häufiger vorliegenden Fall bildet allerdings die Verkettung, also eine Hintereinanderschaltung von Zweitoren. Hierbei spielt die Übertragung von einem Tor auf das nächste eine wichtige Rolle, so dass sich in der Definition der Kettenmatrix dieser Sachverhalt auch widerspiegelt.

$$\underline{U}_1 = \underline{A}_{11} \cdot \underline{U}_2 + \underline{A}_{12} \cdot \underline{I}_2\tag{5.13}$$

$$\underline{I}_1 = \underline{A}_{21} \cdot \underline{U}_2 + \underline{A}_{22} \cdot \underline{I}_2\tag{5.14}$$

zusammen gefasst

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{pmatrix} = \underline{A} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{A}_{11} & \underline{A}_{12} \\ \underline{A}_{21} & \underline{A}_{22} \end{pmatrix}\tag{5.15}$$

Von besonderem Interesse sind die Koeffizienten der Hauptdiagonalen, also  $\underline{A}_{11}$  und  $\underline{A}_{22}$ . Es handelt sich hierbei um dimensionslose Koeffizienten, die das reine Übertragungsverhalten jeweils für Spannung und Strom beschreiben. Als Messvorschrift erhält man ausgehend von Gleichung 5.14

$$\underline{A}_{11} = \left. \frac{\underline{U}_1}{\underline{U}_2} \right|_{\underline{I}_2=0}\tag{5.16}$$

$$\underline{A}_{22} = \left. \frac{\underline{I}_1}{\underline{I}_2} \right|_{\underline{U}_2=0}\tag{5.17}$$

wobei Gleichung 5.16 als *Leerlauf-Spannungsübersetzung vorwärts* und Gleichung 5.17 als *Kurzschluss-Stromübersetzung vorwärts* bezeichnet wird. Beide Koeffizienten spielen bei der späteren Betrachtung der Frequenzganganalyse und der möglichen Messvorgänge eine Rolle. Die Koeffizienten der Impedanzmatrix  $\underline{Z}$  werden unter anderem bei der Messung der Eingangsimpedanz ermittelt.

Ist die Matrix  $\underline{A}$  invertierbar, gilt also  $\det(\underline{A}) \neq 0$ , ist der Vierpol ebenfalls für die umgekehrte Betriebsrichtung definiert; dieses Verhalten weisen sämtliche in dieser Arbeit betrachteten Wicklungsmodelle auf. Gilt weiterhin  $\det(\underline{A}) = 1$  so liegt *Übertragungssymmetrie* vor, d.h. der Vierpol ist richtungsunabhängig.

Bisher wurde die Betrachtung auf eine einzelne Wicklung beschränkt. Analysiert man einen Mehrphasentransformator mit mehreren Wicklungssystemen, die untereinander in einzelne Wicklungssysteme zerlegt werden können (beispielsweise bei einer Scheibenwicklung), so wird schnell klar, dass es sich um eine vielfältige Verkettung einzelner Vierpole handelt. Die sich daraus ergebende Vielzahl an Möglichkeiten zur Bestimmung der Übertragungsfunktionen beschränkt sich in der Realität auf einige wenige, aussagekräftige Messungen.

### 5.3 Modellbildung von Transformatoren

Um das Verhalten eines elektrischen Systems simulativ nachzubilden und um Messergebnisse verifizieren zu können, bedarf es einer Modellbildung der Komponenten. In Abhängigkeit vom betrachteten Frequenzbereich und dem Ziel der Simulation können unterschiedlich komplexe Modelle zum Einsatz kommen.

Abbildung 5.4 zeigt das allgemeine, einphasige Ersatzschaltbild für einen Transformator bei Netzfrequenz [LHG<sup>+</sup>06]. Der reale Transformator lässt sich als Netzwerk diskreter Impedanzen in Verbindung mit einem idealen Transformator betrachten: Jeweils zwei Impedanzen pro Wicklung beschreiben die Streuinduktivität und den Wicklungswiderstand, die Hauptinduktivität und die Eisenverluste werden durch zwei weitere Impedanzen modelliert. Dieses vereinfachte Modell ist jedoch ausschließlich für Betrachtungen bei Netzfrequenz geeignet [ICL97]:

- Parasitäre Elemente, die durch das Isolationssystem und den Wicklungsaufbau entstehen, werden außer Betracht gelassen und nicht in das elektrische Modell integriert. Das elektrische Verhalten insbesondere bei höheren Frequenzen bleibt daher unbeachtet.
- Sättigungs- und nichtlineare Effekte des Kerns sowie Einflüsse des Skin-effektes bleiben unbeachtet.
- Eine Änderung der ermittelten Parameter mit der Frequenz wird vernachlässigt.

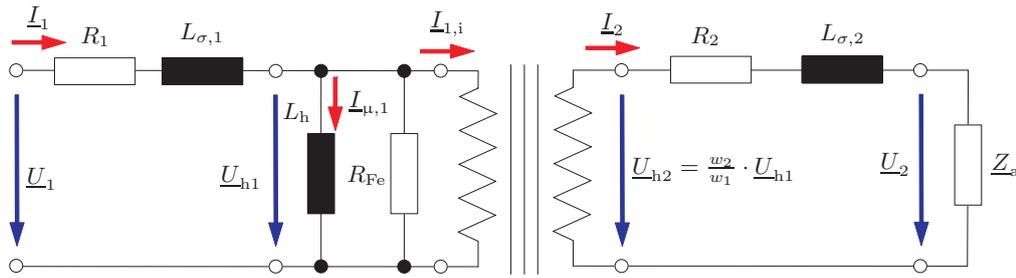


Abb. 5.4: einphasiges Ersatzschaltbild eines Transformators bei Netzfrequenz

Bei der Betrachtung eines Transformators beschränkt sich die Modellierung auf den Aktivteil des Transformators, der das Verhalten des Gerätes maßgeblich bestimmt. Hierbei wird das Modell zweiteilig aufgebaut: Der erste Teil enthält die linearen, zeitinvarianten Komponenten. Dies sind die Wicklungen, das Isolationsystem und der Kessel. Der zweite Teil beschreibt die nichtlinearen, zeitinvarianten Eigenschaften des Magnetkerns, deren Einfluss bis ca. 10 kHz berücksichtigt werden muss [MM05].

Für eine Betrachtung des Wicklungssystems über dem gesamten Frequenzbereich mit seinen umgebenden Komponenten kommen zwei Ansätze in Betracht: Eine Wicklung wird als System verteilter Komponenten angesehen. Hierbei wird die Wicklung in infinitesimal kleinen Abschnitten als Leitung [Lei05] analysiert und die Beschreibung erfolgt durch gekoppelte Differentialgleichungen. Beispiele für eine Realisierung einer solchen Repräsentation bildet die Modellierung anhand eines genügend genau diskretisierten Finite-Elemente-Modells [Not94]. Die Berechnung findet unter der vollständigen Berücksichtigung der betrachteten Geometrie statt, so dass im Umkehrschluss ebenfalls einzelne physikalische Effekte im elektrisch ausgedehnten System analysiert werden können.

Eine vereinfachte Darstellung bieten Netzwerke, welche über konzentrierte kapazitive, induktive und resistive Elemente einzelne Abschnitte einer Wicklung repräsentieren. Die Berechnung der einzelnen Komponenten kann entweder anhand von durchgeführten Messungen am System ermittelt werden [POB<sup>+</sup>02b, POB<sup>+</sup>02a] oder durch die genaue Betrachtung des inneren Aufbaus geschehen [Not94]. Während ältere Modelle die nichtlinearen Eigenschaften des Kerns ganz oder teilweise vernachlässigen, findet das Verhalten geschichteter Transformatorkerne in neueren Modellen Berücksichtigung [ASG08b].

Abbildung 5.5a veranschaulicht die Modellbildung mit konzentrierten Elementen für zwei magnetisch gekoppelte Wicklungen. Die Abbildung 5.5b zeigt einen erweiterten Ansatz der Modellierung eines Einphasentransformators. Die Ermittlung der Modellparameter erfolgt durch die gegebenen geometrischen Strukturen im Aufbau sowie unter Berücksichtigung der unterschiedlichen dielektrischen Eigenschaften der verwendeten Materialien. Dieses Modell bezieht neben den kapazitiven und induk-

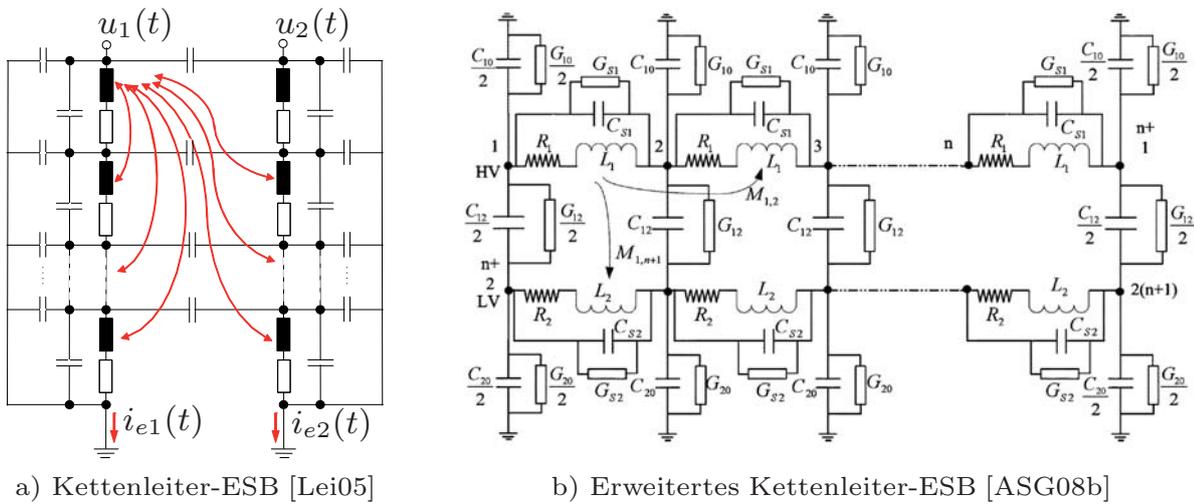


Abb. 5.5: Beispiele für Wicklungsersatzschaltbilder

tiven Kopplungsmechanismen zwischen den Wicklungen ebenfalls Wirkverluste im Isolationssystem mit ein. Die in [ASG08b] im Simulationsmodell festgestellte Veränderung der Übertragungsfunktion bei gealtertem Isoliersystem konnte aufgrund der notwendigen Langzeituntersuchungen an realen Transformatoren noch nicht nachgewiesen werden.

Einen anderen Ansatz der breitbandigen Modellidentifikation verfolgen die aus der *non-linear least squares*-Approximation entwickelten Vektor-Fitting-Verfahren [Gus06a, Gus06b]: Zu einer gemessenen, frequenzdiskreten Übertragungsfunktion  $G'$  wird eine gebrochen-rationale Übertragungsfunktion

$$G(s) = \frac{b_1 s^n + b_2 s^{n-1} + b_3 s^{n-2} + \dots + b_n s + b_{n+1}}{a_1 s^n + a_2 s^{n-1} + a_3 s^{n-2} + \dots + a_n s + a_{n+1}} \quad (5.18)$$

ermittelt. Diese kann durch Partialbruchzerlegung in einfachere Residuen zerlegt werden, welche sich nunmehr als Netzwerkkomponenten in  $RL$ -,  $RC$ - und  $RLCG$ -Ketten darstellen lassen [SWJ05]. Eine weitaus verbreitetere Vorgehensweise besteht allerdings in der einfachen Verwendung der ermittelten Transferfunktion ohne diese nochmals auf Netzwerkkomponenten abzubilden. In der Praxis stellt die Aufbereitung der gemessenen Übertragungsfunktion, insbesondere die Trennung von Signal- und Rauschanteilen, weitere Herausforderungen [Pik08, HTK<sup>+</sup>09].

Verschiedene Forschergruppen verfolgen die Modellierung der Übertragungsfunktion anhand von Transformatormodellen oder Wicklungsmodellen [STW09, WLS09]. Durch die Kenntnis des mechanischen Aufbaus ist es theoretisch möglich, die aktiven Anlagenteile in RLCM-Netzwerke zu überführen. Hierzu müssten sämtliche im Signalweg gelegenen Komponenten modelliert werden, z.B. auch der Stufenschalter, der Ausleitungen und der Kondensatordurchführungen. In der Praxis stößt dieser Ansatz jedoch aufgrund der schlechten Verfügbarkeit von Konstruktionsunterlagen

an Grenzen und kann in der Realität gemessene Übertragungsfunktionen nur annähern.

## 5.4 Mathematische Vergleichsverfahren

Neben der subjektiven Bewertung von Übertragungsfunktionen über die Beurteilung einer graphischen Repräsentation durch einen erfahrenen Fachmann wurden verschiedene Methoden eines mathematischen Vergleichs und einer daraus abgeleiteten objektiven Beurteilung entwickelt.

Im folgenden Abschnitt werden drei Verfahren zur mathematischen Beschreibung der Ähnlichkeit zweier Übertragungsfunktionen vorgestellt. Während die ersten beiden Algorithmen bereits in kommerziell erhältliche Systeme implementiert wurden [Hae07, Omi06], handelt es sich bei der Methode „Fehlerzahl“ um ein im Rahmen dieser Arbeit neu entwickeltes Verfahren [HL06b]. Um die Sensitivität der drei Bewertungsalgorithmen zu untersuchen, werden sie auf fehlerbehaftete und korrekt durchgeführte Messungen sowie auf die vergestellten Vergleichsmethoden angewendet.

In Anhang C sind die verwendeten Bewertungsalgorithmen als Implementierungen in MATLAB aufgeführt.

### 5.4.1 DL/T911-2004

Der in der Volksrepublik China entwickelte Algorithmus DL/T911-2004 basiert auf der Auswertung der Korrelation der Vektoren  $X_{\text{Mess}}$  und  $Y_{\text{Ref}}$  der Länge  $N$  der beiden Betragsgänge über drei definierte Frequenzbereiche der. Hierzu werden zunächst für die aktuelle Messung und eine Referenzmessung die Varianzen  $\sigma_{\text{Ref}}^2$  und  $\sigma_{\text{Mess}}^2$  bestimmt [DLT]:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{Mess}}^2 &= E((X_{\text{Mess}} - \mu_X)^2) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left( |TF_{\text{Mess}}(i)| - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N |TF_{\text{Mess}}(k)| \right)^2 \\ \sigma_{\text{Ref}}^2 &= E((Y_{\text{Ref}} - \mu_Y)^2) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left( |TF_{\text{Ref}}(i)| - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N |TF_{\text{Ref}}(k)| \right)^2\end{aligned}\quad (5.19)$$

Daraus ergibt sich der Korrelationskoeffizient  $\rho_{\text{Mess, Ref}}$ , das Maß für den Zusammenhang von aktueller Messung und Referenz, zu

$$\begin{aligned} \rho_{\text{Mess, Ref}} &= \frac{E((X_{\text{Mess}} - E(X_{\text{Mess}}))(Y_{\text{Ref}} - E(Y_{\text{Ref}})))}{\sqrt{\sigma_{\text{Mess}}^2} \cdot \sqrt{\sigma_{\text{Ref}}^2}} \\ &= \frac{\text{Cov}_{\text{Mess, Ref}}}{\sqrt{\sigma_{\text{Mess}}^2} \cdot \sqrt{\sigma_{\text{Ref}}^2}}. \end{aligned} \quad (5.20)$$

$$R_N = \begin{cases} 10 & \text{falls } 1 - \rho_{\text{Mess, Ref}} < 10^{-10} \\ -\log(1 - \rho_{\text{Mess, Ref}}) & \text{sonst} \end{cases}$$

Nach der Berechnung erfolgt eine Logarithmierung des Korrelationskoeffizienten  $\rho_{\text{Mess, Ref}}$  und eine abschließende Bewertung mittels gewählter Grenzwerte über drei Frequenzbereiche. Anhand von frequenzabhängigen Schwellwerten nach Tabelle 5.2 wird die Wicklung als normal oder deformiert in drei Abstufungen klassifiziert.

Bewertungsfaktor	Frequenzbereich
$R_{\text{LF}}$	1 kHz ... 100 kHz
$R_{\text{MF}}$	100 kHz ... 600 kHz
$R_{\text{HF}}$	600 kHz ... 1 MHz

Tab. 5.1: Frequenzbereiche gemäß dem Standard DL/T911-2004

Da nach Tabelle 5.1 beim Bewertungsfaktor  $R_{\text{LF}}$  als untere Grenzfrequenz  $f_{\text{LF,U}} = 1$  kHz gewählt ist, wirkt sich die in diesem Bereich wirksame Resonanzverschiebung durch remanente Magnetisierung aus, was zu einem falschen Ansprechen des Algorithmus auf Deformation führen kann. Kompensiert wird dieses Verhalten durch die Wahl einer höheren Ansprechschwelle. Der Frequenzbereich über 1 MHz bleibt unberücksichtigt und fließt nicht in die Bewertung mit ein.

Deformationsgrad	Wicklunbgebungsfaktor
Normalzustand	$R_{\text{LF}} \geq 2,0$ und $R_{\text{MF}} \geq 1,0$ und $R_{\text{HF}} \geq 0,6$
Leichte Deformation	$2,0 > R_{\text{LF}} \geq 1,0$ oder $0,6 \leq R_{\text{MF}} < 1,0$
Deutliche Deformation	$1,0 > R_{\text{LF}} \geq 0,6$ oder $R_{\text{MF}} < 0,6$
Schwere Deformation	$R_{\text{LF}} < 0,6$

Tab. 5.2: Wicklungsbewertung gemäß dem Standard DL/T911-2004

### 5.4.2 NCEPRI

Abweichend vom DL/T911-2004 teilt der Algorithmus des NCEPRI (North China Power Research Institute) das Spektrum nicht auf. Allerdings wird die Frequenzobergrenze dieser Bereiche mit der betrachteten Spannungsebene nach Tabelle 5.3 variiert. Damit wird dem meist unterschiedlichem Aufbau und der daraus resultierenden Ausprägung der Übertragungsfunktion Rechnung getragen [Omi06]. Jedoch wird insbesondere bei Oberspannungswicklungen, deren Übertragungsfunktion bis über 1 MHz reproduzierbar gemessen werden kann (beschrieben in Abschnitt 7.1), ein verhältnismäßig breites Frequenzband nicht berücksichtigt.

Wicklung	Frequenzbereich
Oberspannung	10 kHz ... 515 kHz
Unterspannung	10 kHz ... 600 kHz
Tertiärspannung	10 kHz ... 700 kHz

Tab. 5.3: Frequenzbereiche gemäß dem NCEPRI-Standard

Der NCEPRI-Algorithmus basiert auf der mittleren quadratischen Abweichung im betrachteten Frequenzbereich, welche sich nach

$$E_{\text{Mess, Ref}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (|TF_{\text{Mess}}(i)| - |TF_{\text{Ref}}(i)|)^2} \quad (5.21)$$

berechnet. Hierbei sind  $|TF_{\text{Mess}}|$  und  $|TF_{\text{Ref}}|$  die Beträge der zu vergleichenden Übertragungsfunktion bei der Frequenz  $i$  über  $N$  Frequenzpunkte. Dieser als Wicklungsbewertungsfaktor [Omi06] bezeichnete Koeffizient dient als Grundlage der Klassifizierung des Wicklungszustandes in „normal“ und „geschädigt“ mit zwei Abstufungen.

Durch die Wahl der Frequenzuntergrenze zu  $f_U = 10$  kHz wird die Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch remanente Magnetisierung ausgeblendet und ein fehlerhaftes Ansprechen in diesem Frequenzbereich unterdrückt. Da jedoch dieser Kerneinfluss in Abhängigkeit vom untersuchten Transformator deutlich geringere Frequenzobergrenzen haben kann, geht mit einer fixen Begrenzung der Frequenz im Bewertungsalgorithmus ein Informationsverlust einher.

Dieser und auch der im vorherigen Abschnitt erwähnte Algorithmus basieren auf den Erkenntnissen chinesischer Forschergruppen und unterliegen keiner internationalen Normung. Eine internationale wissenschaftliche Bewertung dieser Verfahren hat noch nicht stattgefunden. Dennoch haben diese Bewertungsmethoden aufgrund

Deformationsgrad	Wicklungsbewertungsfaktor
Normalzustand	$E_{\text{Mess, Ref}} < 3,5$
Leichte Deformation	$3,5 \leq E_{\text{Mess, Ref}} \leq 7,0$
Schwere Deformation	$E_{\text{Mess, Ref}} > 7,0$

Tab. 5.4: Wicklungsbewertung gemäß dem NCEPRI-Standard

ihrer Alleinstellung als Bewertungskriterium Eingang in einige kommerzielle Systeme gefunden.

### 5.4.3 Kohärenzfunktion und Fehlerzahl

Es werden die Leistungsdichtespektren der beiden komplexen Übertragungsfunktionen

$$G_{XX}(\omega) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \underline{X}_i^*(\omega) \cdot \underline{X}_i(\omega) \quad \text{und} \quad G_{YY}(\omega) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \underline{Y}_i^*(\omega) \cdot \underline{Y}_i(\omega) \quad (5.22)$$

bestimmt wie auch das gemeinsame Kreuzleistungsspektrum

$$G_{XY}(\omega) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \underline{X}_i^*(\omega) \cdot \underline{Y}_i(\omega). \quad (5.23)$$

Leistungs- und Kreuzleistungsspektrum werden mit der komplexen Übertragungsfunktion ermittelt, d.h. es gehen sowohl Betrags- und Phaseninformation in die Bewertung ein. Für jede diskrete Frequenz  $\omega$ , bei der Werte der komplexen Übertragungsfunktion und damit der Leistungsdichtespektren vorliegen, erhält man einen Kohärenzwert [MCJJ94]:

$$\gamma^2_{XY}(\omega) = \frac{|G_{XY}(\omega)|^2}{|G_{XX}(\omega)| \cdot |G_{YY}(\omega)|} \quad (5.24)$$

Die Kohärenzfunktion liefert eine Aussage über die Ähnlichkeit zweier Funktionen und liefert Werte zwischen 0 (keine Korrelation) und 1 (vollständige lineare Abhängigkeit beider Signale). Bereits kleine Abweichungen in Betrag und Phase der Funktionen voneinander führen zu einer Abweichung der Kohärenz vom Wert 1.

Als Erweiterung der bereits existierenden Analyse der Kohärenzfunktion wird diese auf den Wert 0 normiert und über die Frequenz summiert. Damit ergibt sich

eine monoton steigende Funktion, die eine Aussage der gesamten Abweichung der Übertragungsfunktionen voneinander bis zur Frequenz  $f_i$  liefert:

$$\delta(f_i) = \sum_{k=f_0}^{f_i} 1 - \gamma^2_{XY}(k) \quad (5.25)$$

Unter der Annahme, dass beim Vergleich zweier Übertragungsfunktionen kein Defekt vorliegt, lässt sich ein willkürlicher Schwellwert  $\delta_{\text{lim}}$  definieren und die Frequenz  $f_{\text{lim}}$  ermitteln, bis zu der die Übertragungsfunktionen als vergleichbar betrachtet werden. Der Wert  $f_{\text{lim}}$  charakterisiert diejenige Frequenz, bis zu der zwei Funktionen um das tolerierte Maß  $\delta_{\text{lim}}$  voneinander abweichen [HL06b]. Abbildung 5.6 zeigt den Verlauf von Kohärenz und Fehlerzahl zweier nicht identischer Übertragungsfunktionen.

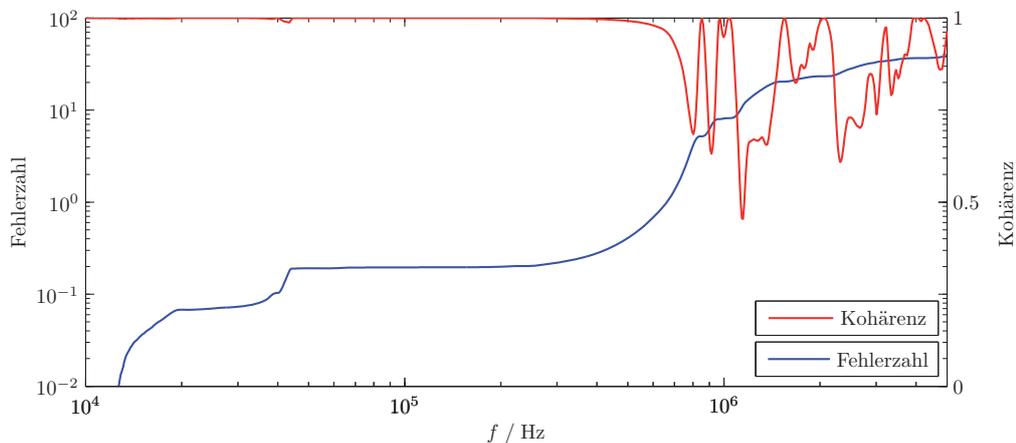


Abb. 5.6: Kohärenz und Fehlerzahl

Bei den in dieser Arbeit vorgestellten Bewertungen der Messungen mit 1500 oder 1601 Messpunkten wurde  $\delta_{\text{lim}} = 1,5$  gewählt. Um eine Beeinflussung des Algorithmus durch veränderte Übertragungsfunktionen aufgrund remanenter Kernmagnetisierung zu verhindern, beginnt die Auswertung bei  $f_0 = 7 \text{ kHz}$ . Liegt die zu  $\delta_{\text{lim}} = 1,5$  korrespondierende Frequenz  $f_{\text{lim}}$  oberhalb 1 MHz, kann von einem normalen Zustand der Wicklung und zufriedenstellender Übereinstimmung der Messungen ausgegangen werden.

Diese Grenzwerte wurden anhand der in Abschnitt 7.1 behandelten Messungen am gleichen Transformator mit zeitlichem Abstand ermittelt. Beim zeitbasierten Vergleich kann davon ausgegangen werden, dass bei diesen Messungen das unvermeidbare Mindestmaß an Abweichungen auftritt.



## Kapitel 6

# Messung der Übertragungsfunktion an Transformatoren

Die Messung der Übertragungsfunktion hat sich in den vergangenen Jahren als Off-Line-Methode zur Beurteilung des mechanischen Zustands des Aktivteils von Transformatoren etabliert. Ein Großteil der kommerziell zur elektrischen Zustandsdiagnose des Aktivteils erhältlichen FRA-Systeme arbeitet aufgrund der vereinfachten Signalverarbeitung im Frequenzbereich. Online-Systeme, welche die Übertragungsfunktion im Leistungsbetrieb, z.B. durch Messung des transienten Einschaltvorgangs, im Zeitbereich ermitteln [Lei96], konnten sich aufgrund der enormen Investitionskosten pro Transformator und weiterer Schwierigkeiten bei der Signalverarbeitung im kommerziellen Einsatz nicht etablieren und haben bisher keine Verbreitung gefunden.

In den folgenden Abschnitten werden zuerst die theoretischen Grundlagen der Messtechnik erläutert um anschließend die konkreten Probleme bei der Vor-Ort-Messung an Großtransformatoren und die Vorgehensweise zur erfolgreichen Wiederholbarkeit einer Messung zu diskutieren.

### 6.1 Theorie des Verfahrens

Gemäß der Grundlagen der Systemtheorie müssen die Übertragungsfunktionen im Zeit- und im Frequenzbereich von LTI-Systemen übereinstimmen. Dennoch kann es aufgrund der technischen Beschränkungen und der daraus resultierenden unterschiedlichen Signalverarbeitung zu erheblichen Abweichungen bei Messungen im Zeit- und Frequenzbereich am gleichen Objekt kommen [Mös06].

### 6.1.1 Messung im Zeitbereich

#### 6.1.1.1 Messtechnische Anordnung

Die Ermittlung der Übertragungsfunktion von Leistungstransformatoren erfolgt im Zeitbereich durch Anregung des Prüfobjektes mit einem impulsförmigen Spannungsverlauf. Hierbei haben sich stoßspannungsähnliche doppelt-exponentielle Anregungen als besonders geeignet erwiesen. Der steile Spannungsanstieg sorgt für Anteile im MHz-Frequenzbereich, das Signal klingt zum Ende des Beobachtungsintervalles zu Null ab und die Erzeugung ist durch eine einfache, dem einstufigen Stoßkreis ähnliche, Schaltung realisierbar [Lei05].

Die typischerweise verwendeten Impulsformen weisen eine Stirnzeit zwischen  $T_S = 200 \text{ ns} \dots 1 \mu\text{s}$  und eine Rückenhalbwertzeit zwischen  $T_R = 40 \mu\text{s} \dots 200 \mu\text{s}$  auf [FCL<sup>+</sup>00]. Anregung und Systemantwort werden simultan erfasst und mittels Transientenrekorder oder Digitalspeicheroszilloskop aufgezeichnet. Durch die Transformation in den Frequenzbereich über die *Fast Fourier Transformation (FFT)* und nachfolgende Quotientenbildung erhält man die Übertragungsfunktion des betrachteten Systems. Abbildung 6.2 [Lei05] skizziert das Prinzip der Bestimmung der Übertragungsfunktion im Zeitbereich, Abbildung 6.1 zeigt das Ersatzschaltbild der verwendeten Messschaltung.

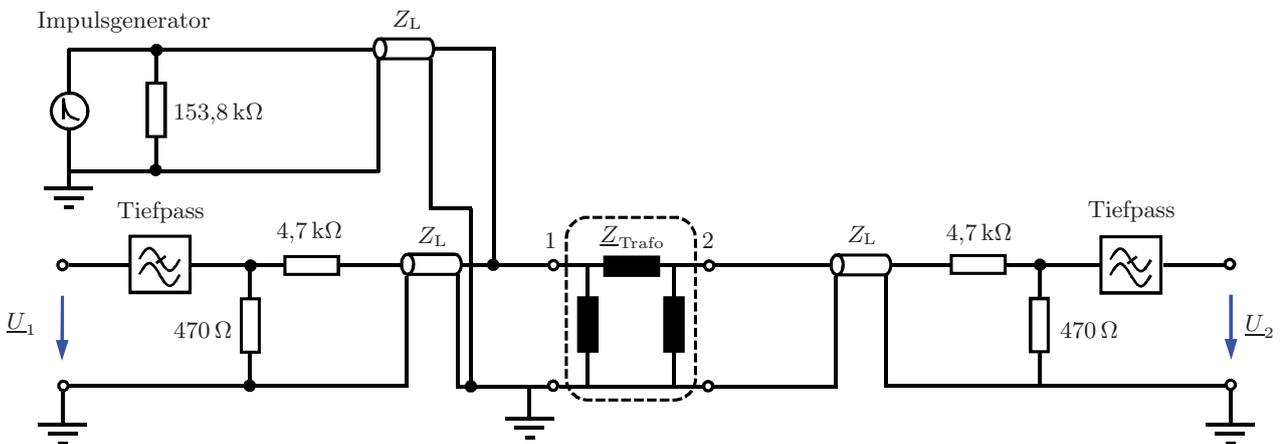


Abb. 6.1: Beispiel einer Schaltung zur Messung der Übertragungsfunktion im Zeitbereich

Der Nachteil dieses Verfahrens liegt in der Bandbegrenzung des anregenden Impulses: Die anregende Amplitude sinkt und zusammen mit dem Signal-zu-Rauschverhältnis sinkt auch die effektive Auflösung der Abtastung mit steigender Frequenz [TR03].

Aus maximaler Abtastrate, Charakteristik des Anti-Aliasing-Filters und Erreichen des Rauschniveaus ergibt sich eine obere Bandbegrenzung der Messung im Zeitbereich. Durch die Transformation in den Frequenzbereich über die FFT ist die Fre-

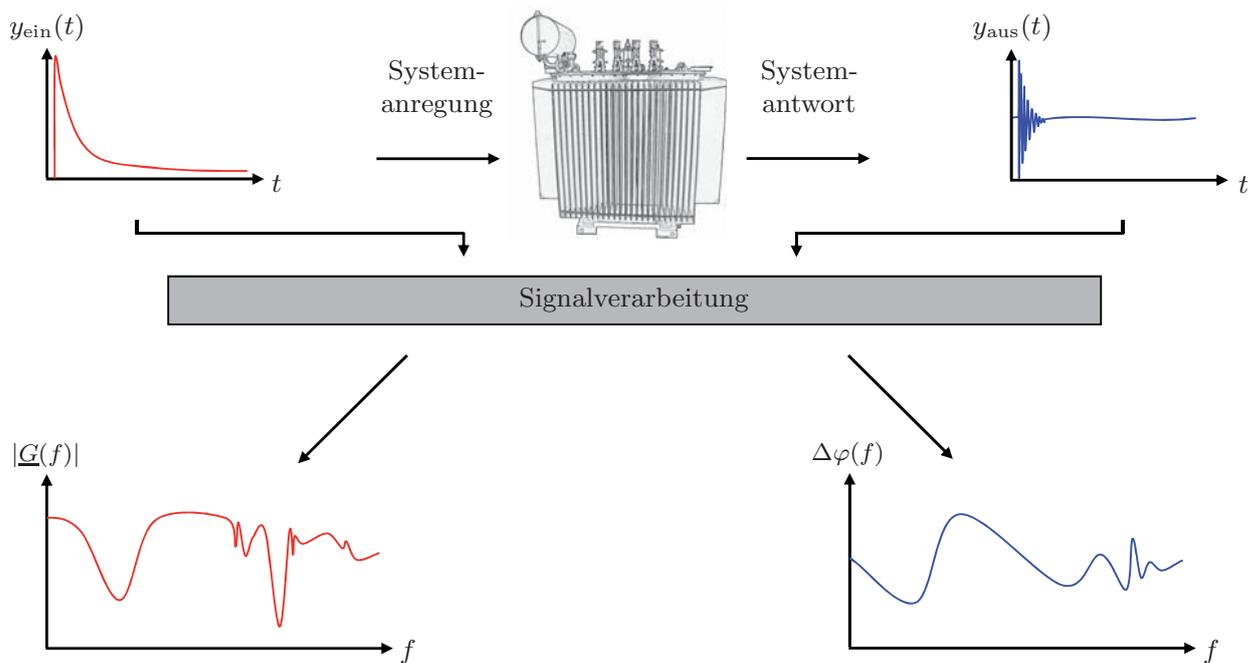


Abb. 6.2: Prinzip der Bestimmung der Übertragungsfunktion im Zeitbereich

quenzauflösung konstant und kann im Vergleich zur Messung im Frequenzbereich nur durch spezielle Verfahren der Signalverarbeitung (*Chirp-z-Transformation*) für tiefe Frequenzen angepasst werden.

Grundsätzlich können mit diesem Verfahren mehrere Übertragungsfunktionen zeitgleich aufgenommen werden, was, zusammen mit der kurzen Messzeit pro Impuls, die Messzeit reduziert. In Abschnitt 6.3.4 wird gezeigt, dass aufgrund von Rückwirkungen des Messaufbaus Abweichungen in den gemessenen Übertragungsfunktionen auftreten und eine mehrkanalige Messung daher nicht empfehlenswert ist.

### 6.1.1.2 Signalverarbeitung

Bei dem vorgestellten Verfahren zur Ermittlung der Übertragungsfunktion im Zeitbereich hat die Signalverarbeitung einen wesentlichen Einfluss auf die Qualität und Interpretierbarkeit der Ergebnisse.

Da bei der digitalen Messdatenerfassung nur eine endliche Anzahl von Messwerten gespeichert werden kann, muss das zeitkontinuierliche Signal, das am Eingang des Messwertempfängers anliegt, zu diskreten äquidistanten Zeitpunkten abgetastet werden. Mathematisch lässt sich dies folgendermaßen beschreiben:

$$y_n = y(t) \cdot \sum_{n=-\infty}^{\infty} \delta(t - nt_a) \quad (6.1)$$

Durch einfache Rechnung lässt sich zeigen, dass sich das ursprüngliche Spektrum nach Abtastung und nachfolgender Fouriertransformation periodisch im Abstand von  $f_a = 1/t_a$  wiederholt. Um hierbei nun spektrale Überlappungen, so genanntes *Aliasing*, zu vermeiden, ist die Forderung des *Whittaker-Kotelnikow-Shannon-Abtasttheorem* zu erfüllen, das Spektrum eines kontinuierlichen Signals auf die halbe Abtastfrequenz zu beschränken [KKE05]. Da reale Tiefpaßfilter über eine begrenzte Flankensteilheit verfügen, ist diese Forderung nur mit Schwierigkeiten zu erfüllen und in der Praxis wird die Abtastfrequenz höher gewählt („Oversampling“).

Da sich die Abtastfrequenz in realen Systemen nicht beliebig erhöhen lässt, müssen mit Hilfe geeigneter Tiefpassfilter die Frequenzanteile herausgefiltert werden, die größer sind als  $f_a/10$ . Dazu können beispielsweise passive LC-Filter höherer Ordnung eingesetzt werden, deren 3-dB-Grenzfrequenz  $f_g$  zwischen 1 MHz und 2 MHz liegt. Es wird dabei empfohlen, die minimale Abtastfrequenz auf jeden Fall größer zu wählen als das Doppelte der Frequenz, bei der das Filter eine genügend große Dämpfung von  $-40$  dB bis  $-60$  dB erreicht hat [Lei96]. Nach [KKE05] berechnet sich der Signal-zu-Rauschabstand zu

$$\text{SNR} = \frac{P_{\text{Sig}}}{P_{\text{Stör}}} \approx (2n - 1) \cdot \left( \frac{f_a}{2f_g} \right)^{2n-1}. \quad (6.2)$$

Somit sollte die Abtastfrequenz auch bei Anti-Aliasing-Filtern höherer Ordnung so groß wie möglich gewählt werden. Auf die Übertragungsfunktion haben Anti-Aliasing-Filter keinen Einfluss, sofern für Systemanregung und Systemantwort Filter verwendet werden, die im Durchlassbereich identische Charakteristiken aufweisen. Der Sperrbereich spielt keine Rolle, da dort die Übertragungsfunktion nicht ausgewertet wird.

Die Abtastung selbst erfolgt in der Praxis nicht gemäß ideal kurzer Dirac-Impulse  $\delta(t)$ , sondern entspricht einer Mittelwertbildung während des Abtastmoments, die wiederum Verfälschungen im Spektrum bedingt. Ist das Mittelungsintervall jedoch klein gegenüber der Abtastzeit  $t_a = 1/f_a$ , so ist dieser Fehler vernachlässigbar. Ferner wirken sich zeitliche Fehler bei der Abtastung (engl. *Aperture Jitter*) mit zunehmender Vertikalauflösung des ADU negativ auf den Signal-Störabstand des Signals aus [TS99].

Parallel zur Zeitdiskretisierung wird auch die Amplitude des wertkontinuierlichen Signals quantisiert, d.h. diskreten Werten zugeordnet. Der Betrag des Fehlers, der sich hierbei ergibt, berechnet sich zu

$$|e_q(t)| = |y_q(t) - y(t)| \leq q/2. \quad (6.3)$$

$y_q$  sei hierbei das quantisierte Signal,  $q$  die Höhe der Quantisierungsstufen. Aufgrund der erfahrungsgemäß hohen Bandbreite von  $e_q(t)$  wird der Quantisierungs-

fehler näherungsweise als weißes Rauschen angenommen und unterliegt innerhalb einer Quantisierungsstufe folgender Gleichverteilung:

$$f_{e_q} = \begin{cases} 1/q & \text{für } -q/2 \leq e_q \leq q/2 \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (6.4)$$

Somit erhält man ein lineares Modell, bei dem sich das quantisierte Signal  $y_q(t)$  aus der Superposition des Eingangssignals  $y(t)$  mit dem Quantisierungsfehler  $e_q(t)$  ergibt. Das Verhältnis der Leistungen aus Nutz- und Störsignal berechnet sich zu

$$\begin{aligned} \frac{\text{SNR}}{\text{dB}} &= \frac{\text{Varianz des Nutzsignals}}{\text{Varianz des Quantisierungsrauschens}} \\ &= 4,77 + 6,02 \cdot B + 10 \log \left( \frac{\sigma_y}{Y_m} \right). \end{aligned} \quad (6.5)$$

$\sigma_y$  ist die Standardabweichung des Nutzsignals,  $B$  beziffert die Anzahl der zur Verfügung stehenden Bits,  $Y_m$  bildet den halben Aussteuerbereich des Quantisierers. Für sinusförmige Eingangsgrößen der Amplitude  $y_0$  ergibt sich  $Y_m = y_0/\alpha$  mit dem Aussteuergrad  $0 \leq \alpha \leq 1$ . Somit kann Gleichung 6.5 zu

$$\frac{\text{SNR}}{\text{dB}} = 1,76 + 6,02 \cdot B - 20 \log \left( \frac{1}{\alpha} \right) \quad (6.6)$$

umgeformt werden.

Aus Gleichung 6.6 wird die Abhängigkeit des Signal-zu-Rauschabstands von der Anzahl der Quantisierungsstufen und dem Aussteuergrad des Analog/Digital-Umsetzers deutlich. Eine ausführliche Herleitung der Gleichungen 6.5 und 6.6 und Rechenbeispiele sind in [Lei05] und [KKE05] enthalten.

Unter der Annahme, dass sich die Rauschleistung bei kleinen Quantisierungsstufen über den gesamten Frequenzbereich verteilt, zeigt sich die Rauschleistungsdichte von der betrachteten Bandbreite und somit von der Abtastfrequenz abhängig. Steigert man die Abtastrate über das im Abtasttheorem geforderte Minimum, so verbessert sich das Signal-zu-Rauschverhältnis um

$$\frac{\Delta \text{SNR}}{\text{dB}} = 10 \log \left( \frac{f_a}{f_{a, \min}} \right). \quad (6.7)$$

Die durch Überabtastung (engl. *Oversampling*) gewonnene Verbesserung des Quantisierungsergebnisses lässt sich in einer Vergrößerung der vertikalen Nenn-Auflösung des Quantisierers darstellen. Die Anzahl der virtuell hinzugewonnenen Bits berechnet sich zu

$$B_z = \frac{1}{2} \cdot \log_2 \left( \frac{f_{a, \max, \text{Quantisierer}}}{f_a} \right). \quad (6.8)$$

Gleichzeitig ist die mittlere Rauschenergie im Signal von der Höhe der Quantisierungsstufen  $q$  und der gesamten Aufzeichnungsdauer  $T$  abhängig [Lei96]. Durch die Multiplikation der mittleren Rauschleistung mit der Aufzeichnungsdauer ergibt sich die mittlere Rauschenergie zu

$$E_{\text{qf}} = T \cdot \left( \frac{q^2}{12} \right). \quad (6.9)$$

Durch eine Verringerung der Aufzeichnungsdauer von  $T_1$  auf  $T_2$  sinkt der Signal-zu-Rauschabstand um

$$\frac{\Delta\text{SNR}}{\text{dB}} = 10 \log \left( \frac{T_1}{T_2} \right). \quad (6.10)$$

Dabei ist die Wahl der Aufzeichnungsdauer abhängig von der gewünschten Frequenzauflösung der berechneten Spektren und der tiefsten Frequenz des aufzuzeichnenden Signals. Aus der Aufzeichnungsdauer  $T = N \cdot t_a$  mit insgesamt  $N$  Abtastwerten ergibt sich nach der FFT eine horizontale Auflösung von  $\Delta f = 1/T = f_a/N$ , sofern nicht durch *Zeropadding* eine feinere Auflösung erzwungen wird. In diesem Zusammenhang müssen besonders die Resonanzstellen beachtet werden, deren Zeitkonstante von der Polgüte und der Frequenz abhängt. Somit lässt sich die Amplitude an diesen Stellen nur bei ausreichend langer Beobachtungsdauer korrekt bestimmen [Lei96].

### 6.1.1.3 Transformation in den Frequenzbereich

Setzt man Gleichung 6.1 in die allgemeine Vorschrift zur *Fouriertransformation kontinuierlicher Signale*

$$\underline{Y}(f) = \int_{-\infty}^{\infty} y(t) \cdot e^{-j2\pi ft} dt \quad (6.11)$$

ein, so erhält man die Definition der *Fouriertransformation zeitdiskreter Signale*

$$\underline{Y}_*(f) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} y_n \cdot e^{-j2\pi f n t_a}. \quad (6.12)$$

Die Verwendung dieser Rechenvorschrift ist in der Praxis nicht durchführbar: Durch den Einsatz von Rechnern ist die Anzahl von Abtastwerten auf endliche Werte beschränkt; zusätzlich muss die Frequenz an diskreten Stellen vorliegen. Durch die Ermittlung von insgesamt  $N$  Abtastwerten erhält man somit einen Zählindex zwischen 0 und  $N - 1$ . Wählt man günstigerweise die Anzahl der Stützstellen im

Frequenzbereich ebenfalls zu  $N$  ergibt sich die Frequenzauflösung zu  $\Delta f = 1/T = f_a/N = 1/Nt_a$ . Gleichung 6.12 kann nun umgeschrieben werden zu

$$\underline{Y}\left(\frac{k}{N}f_a\right) = t_a \cdot \sum_{n=0}^{N-1} y(nt_a) \cdot e^{-j2\pi kn/N}, \quad k = 0, \dots, N-1 \quad (6.13)$$

Man spricht hierbei von der *Diskreten Fouriertransformation (DFT)*. Durch Anwendung der schnellen Fouriertransformation (engl. *Fast Fourier Transformation (FFT)*) lassen sich dieselben Ergebnisse ermitteln wie mit der DFT; der Vorteil besteht jedoch darin, dass sich die Anzahl der Rechenoperationen durch die Ausnutzung von Symmetrien und Umsortierungen bei  $N$  zu transformierenden Werten von  $N^2$  auf  $N \cdot \text{ld}(N)$  verringert; deshalb wird bei der Software-Implementierung der FFT der Vorzug zu geben.

Durch eine Verlängerung der Folge der Abtastwerte im Zeitbereich erhält man bei der anschließenden FFT eine feinere Frequenzauflösung. Um durch eine lange Aufzeichnungsdauer den Signal-zu-Rauschabstand entsprechend Gleichung 6.10 nicht zu verschlechtern, werden zu den  $N$  gewonnenen Werten aus den Aufzeichnungen des Messsystems weitere  $M$  Nullen angefügt. Bei diesem als *Zeropadding* bezeichneten Verfahren erhöht sich die Beobachtungszeit virtuell, der Informationsgehalt und somit das Spektrum des Signals bleibt unverändert.

Bei der Anwendung der DFT oder der FFT ist weiterhin zu beachten, dass bei der Transformation von Signalen, die am Ende des Beobachtungszeitraums nicht gegen Null gehen, durch die Begrenzung der Aufzeichnung auf  $N$  Abtastwerte eine Verfälschung des Spektrums hervorgerufen wird. Da es in der Praxis meist nicht sinnvoll ist, impulsförmige Spannungsverläufe bis zu deren vollständigem Abklingen aufzuzeichnen, sind vor der Fouriertransformation geeignete Maßnahmen zu treffen, um die als *Leckeffekt* bezeichnete Verfälschung des Spektrums zu verringern.

Abhilfe schafft hierbei die Multiplikation des Vektors aus aufgezeichneten Messwerten mit einer Fensterfunktion, die, stetig fallend, über den Aufzeichnungszeitraum vom Wert Eins zu Null abklingt. Mehrere Fensterfunktionen zeigen sich hierfür prinzipiell einsetzbar; neben zeitdiskreten Gaußfunktionen und Hanningfenstern hat sich die Verwendung von Exponentialfunktionen

$$w(n) = e^{-\beta \frac{n}{N}} \quad n = 0, \dots, N-1 \quad (6.14)$$

mit  $\beta=5$  in der Praxis besonders bewährt [Lei96]. Bei gefensternten zeitkontinuierlichen Signalen ergibt sich die Fouriertransformierte zu

$$\underline{Y}_w = \int_0^{\infty} y(t) \cdot e^{-(\alpha + j2\pi f)t} dt = \underline{Y}(\alpha + j2\pi f). \quad (6.15)$$

Die aus den gefensterten Signalen berechnete Übertragungsfunktion

$$\underline{G}(\alpha + j\omega) = \frac{Y_{\text{-aus,w}}}{Y_{\text{-ein,w}}} \quad (6.16)$$

weicht jedoch vom eigentlichen Frequenzgang des betrachteten Systems ab; die Amplituden können in den Resonanzstellen unzulässig gedämpft werden. Positiv wirkt sich die Fensterung der aufgezeichneten Spannungs- und Stromverläufe auf den Signal-zu-Rauschabstand aus [Lei96]. Der Gewinn lässt sich mit Gleichung 6.14 zu

$$\frac{\Delta\text{SNR}}{\text{dB}} = 10 \log(2\beta) \quad (6.17)$$

abschätzen. Alternativ lässt sich der Leckeffekt vermeiden, indem die diskretisierten Messwerte der Anregungs- und Antwortfunktion mit einem Hochpassfilter gefiltert werden. Durch die Dämpfung der tieffrequenten Spektralanteile lässt sich das Abklingen der Signale an die Länge des Aufzeichnungszeitraumes anpassen. Hierbei bietet es sich an, die Filterung vor der Weiterverarbeitung im Rechner digital vorzunehmen, um die ursprünglichen digitalisierten Signale für weitere Auswertungen nicht zu verlieren.

Tschebyscheff-Filter höherer Ordnung vom Typ I und Typ II bieten für diesen Zweck passende Eigenschaften; die untere Grenzfrequenz muss hierbei individuell für jeden Prüfling festgelegt werden, die zulässige Welligkeit im Sperr- bzw. Durchlassbereich sollte stets so gering wie möglich ausfallen. Nachteilig wirkt sich bei dieser Lösung die fehlende Dämpfung des Quantisierungsrauschens aus, die errechnete Übertragungsfunktion entspricht jedoch dem tatsächlichen Amplituden- und Phasengang [Lei96].

Durch Fortschritte in der Mikroelektronik während der letzten Jahre stehen heute schnelle AD-Wandler mit Auflösungen bis zu 16 Bit bei Abtastraten über 50 MS/s zur Verfügung [DSK<sup>+</sup>09]. Die Verwendung eines High-End-ADU erlaubt daher, die Abtastdauer bis zum Abklingen des Signals auszudehnen, ohne nennenswerte Einbußen des Signal-zu-Rauschabstands im Frequenzbereich bis 1 MHz akzeptieren zu müssen.

## 6.1.2 Messung im Frequenzbereich

### 6.1.2.1 Messtechnische Anordnung

Die Anregung des Transformators erfolgt durch eine sinusförmige Spannung, die gleichzeitig an der betreffenden Klemme des Transformators und am Referenz-Messeingang des Messsystems anliegt. Abbildung 6.3 gibt einen Überblick über

die prinzipielle Vorgehensweise zur Bestimmung von Betrag und Phase der Übertragungsfunktion bei der Messung im Frequenzbereich [Lei05].

Gemäß der theoretischen Betrachtung in Abschnitt 5.1 ist das Antwortsignal ebenfalls ein sinusförmiger Spannungsverlauf, der sich von der Anregung im Allgemeinen durch eine Dämpfung und Phasenverschiebung unterscheidet. Aus der Anregung mit

$$y_{\text{ein}}(t) = y_{\text{ein},0} \cdot \sin(\omega t) \quad (6.18)$$

und der Systemantwort

$$y_{\text{aus}}(t) = y_{\text{aus},0}(\omega) \cdot \sin(\omega t + \varphi(\omega)) \quad (6.19)$$

resultiert die Übertragungsfunktion

$$\underline{G}(j\omega) = \frac{y_{\text{aus},0}(\omega)}{y_{\text{ein},0}(\omega)} \cdot e^{j\varphi(\omega)} \quad (6.20)$$

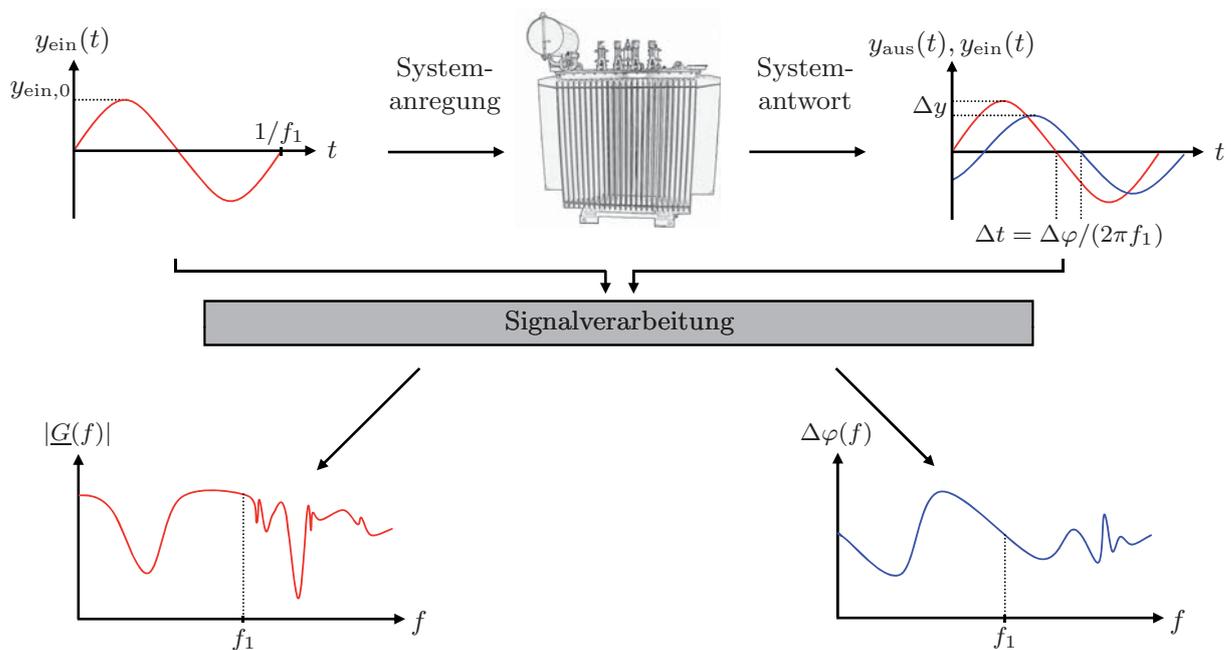


Abb. 6.3: Prinzip der Bestimmung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich

Eine Umsetzung der Messung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich mit auf den Wellenwiderstand der verwendeten Koaxialleiter angepassten Messimpedanzen  $Z_{\text{Mess}}$  und Rückführung des anregenden Signals vom Einspeisepunkt zeigt Abbildung 6.4. Diesem Blockschaltbild entsprechen die am Markt erhältlichen im Frequenzbereich arbeitenden FRA-Systeme.

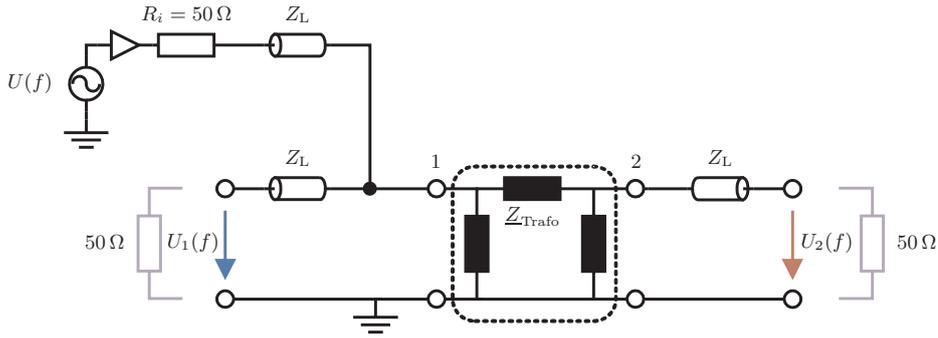


Abb. 6.4: Messung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich

### 6.1.2.2 Korrelations-Frequenzganganalyse

Von den entwickelten Verfahren zur Bestimmung von Dämpfung und Phasenverschiebung im Frequenzbereich hat sich die *Korrelations-Frequenzganganalyse* als einfachste und störungsempfindlichste Methode erwiesen. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise findet sich in [Wel03].

Das am Empfänger-Eingang anliegende Signal

$$y_{\text{aus}}(t) = |\underline{G}(j\omega)| \cdot \sin(\omega t + \varphi) \quad (6.21)$$

wird mit einer Sinus- und Kosinusfunktion gleicher Frequenz multipliziert und über das Zeitintervall  $T$  integriert, um den zeitlichen Mittelwert zu bilden. Das Blockschaltbild der Messung zeigt Abbildung 6.5.

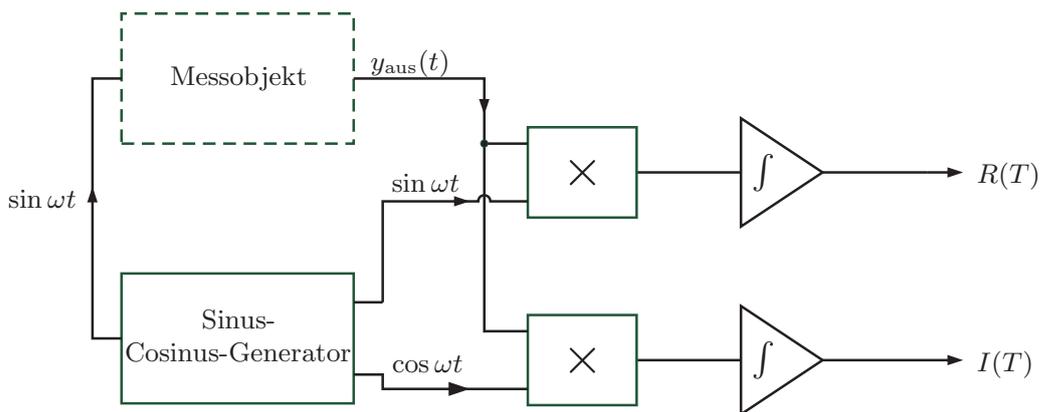


Abb. 6.5: Blockschaftbild der Korrelations-Frequenzganganalyse

Das Ergebnis nach Multiplikation mit der Sinusfunktion und Integration lautet

$$R(T) = \frac{1}{T} \cdot |\underline{G}(j\omega)| \int_0^T \sin(\omega t) \sin(\omega t + \varphi) dt. \quad (6.22)$$

Durch Auflösen erhält man

$$R(T) = \frac{1}{T} \cdot |\underline{G}(j\omega)| \left[ \cos \varphi \cdot \left( \frac{T}{2} - \frac{\sin 2\omega T}{4\omega} \right) + \sin \varphi \left( \frac{1}{4\omega} - \frac{\cos 2\omega T}{4\omega} \right) \right]. \quad (6.23)$$

Entsprechend erhält man

$$I(T) = \frac{1}{T} \cdot |\underline{G}(j\omega)| \left[ \sin \varphi \cdot \left( \frac{T}{2} + \frac{\sin 2\omega T}{4\omega} \right) + \cos \varphi \left( \frac{1}{4\omega} - \frac{\cos 2\omega T}{4\omega} \right) \right]. \quad (6.24)$$

Wählt man  $T = \frac{N\pi}{\omega}$  mit  $N \in \mathbb{N}^*$  so erhält man

$$R\left(\frac{N\pi}{\omega}\right) = \frac{1}{2} \cdot |\underline{G}(j\omega)| \cdot \cos \varphi. \quad (6.25)$$

Analog berechnet sich das Ergebnis der Multiplikation mit der Kosinusfunktion und der Mittelwertbildung zu

$$I\left(\frac{N\pi}{\omega}\right) = \frac{1}{2} \cdot |\underline{G}(j\omega)| \cdot \sin \varphi. \quad (6.26)$$

Aus den Ergebnissen  $R\left(\frac{N\pi}{\omega}\right)$  und  $I\left(\frac{N\pi}{\omega}\right)$  lässt sich nun die Phase  $\varphi$  und die Dämpfung  $|\underline{G}(j\omega)|$  berechnen.

In der Praxis ist es außerdem von Vorteil,  $T = N\frac{2\pi}{\omega}$  mit  $N \in \mathbb{N}^*$  zu wählen, um die im Signal enthaltenen Störungen zu unterdrücken: Betrachtet man das Rauschen am Messeingang,  $n(t)$ , der Systemantwort additiv überlagert, so resultiert am Ausgang der Integratoren eine Abweichung der Ergebnisse von

$$\Delta R = \frac{1}{T} \int_0^T n(t) \cdot \sin(\omega_1 t) dt \quad (6.27)$$

und

$$\Delta I = \frac{1}{T} \int_0^T n(t) \cdot \cos(\omega_1 t) dt. \quad (6.28)$$

$\omega_1$  stellt hier die Frequenz der anregenden Spannung dar. Mit  $T = N\frac{2\pi}{\omega_1}$  und  $N \in \mathbb{N}^*$  lässt sich dies zu

$$\Delta R = \frac{1}{T} \int_0^T n(t) \cdot \sin(\omega_1(T-t)) dt \quad (6.29)$$

umformen. Dies repräsentiert eine Faltung zwischen  $n(t)$  und einem Filter mit der Impulsantwort

$$h(\tau) = \begin{cases} \frac{1}{T} \sin(\omega_1 t) & \text{für } 0 \leq \tau \leq T \\ 0 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (6.30)$$

Die Übertragungsfunktion  $\underline{H}_1(j\omega)$  dieses Filters berechnet sich über den Modula-

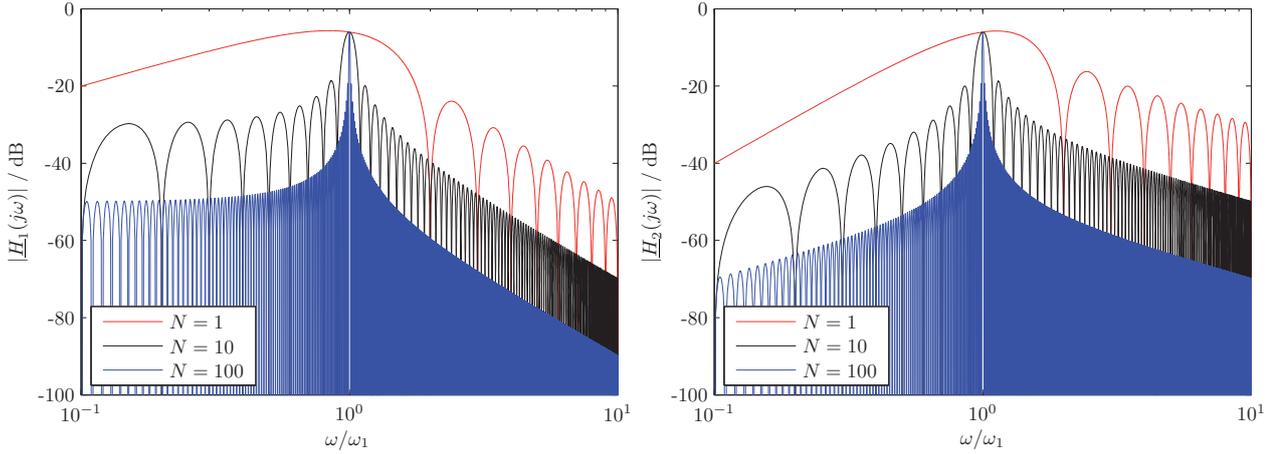


Abb. 6.6: Filterwirkung der Funktionen  $H_1(j\omega)$  und  $H_2(j\omega)$  in Abhängigkeit von der Integrationsdauer  $N$

tionssatz der Fouriertransformation zu

$$\underline{H}_1(j\omega) = \frac{-2\omega_1 + e^{-j\omega T} (2j\omega \sin(\omega_1 T) + 2\omega_1 \cos(\omega_1 T))}{2T(\omega^2 - \omega_1^2)}. \quad (6.31)$$

Gilt nun obige Bedingung  $T = N \frac{2\pi}{\omega_1}$ , so lässt sich das Ergebnis umschreiben zu

$$\underline{H}_1(j\omega) = \frac{\omega_1^2 \cdot (e^{-j2\pi N \frac{\omega}{\omega_1}} - 1)}{2\pi N(\omega^2 - \omega_1^2)}. \quad (6.32)$$

Trägt man diese Funktion über  $\omega/\omega_1$  auf, so ergibt sich der in Abbildung 6.6 dargestellte Frequenzgang eines Bandpassfilters in Abhängigkeit von der Integrationsdauer  $N$ . Der Durchlassbereich wird hierbei für zunehmendes  $N$  schmaler, was eine bessere Filterwirkung bedingt, jedoch für verlängerte Messzeiten sorgt, was im praktischen Einsatz unerwünscht ist [WK06]. Führt man die Rechnung nun analog für den Kosinuszweig durch, so ergibt sich ein entsprechender Frequenzgang:

$$\underline{H}_2(j\omega) = \frac{2\omega - e^{-j\omega T} (2j\omega_1 \sin(\omega_1 T) + 2\omega \cos(\omega_1 T))}{2jT(\omega^2 - \omega_1^2)} \quad (6.33)$$

beziehungsweise

$$\underline{H}_2(j\omega) = \frac{1 - e^{-j2\pi N \frac{\omega}{\omega_1}}}{j2\pi N(\frac{\omega}{\omega_1} - \frac{\omega_1}{\omega})}. \quad (6.34)$$

In beiden Fällen wird somit eventuell überlagertes breitbandiges Rauschen ausreichend bedämpft. Zusätzlich besitzen beide Filterfunktionen eine unendlich große Dämpfung für alle  $\omega = N \cdot \omega_1$ ,  $N \in \mathbb{N}$ . Betrachtet man nichtlineare Verzerrungen im Systemantwort-Signal  $y_{\text{aus}}(t)$  aus den Harmonischen der anregenden Funktion zusammengesetzt, so werden demzufolge auch diese überlagerten Signale eliminiert [Wel03].

Der Vorteil der Messung im Frequenzbereich liegt in der einfachen Signalverarbeitung und Messtechnik, die mittlerweile für Frequenzen zwischen 10 Hz und 40 MHz auf dem Markt verfügbar ist. Aus der über dem betrachteten Frequenzbereich konstanten anregenden Amplitude resultiert bei den SFRA-Messungen (*Sweep Frequency Response Analysis*) ein konstantes Signal-zu-Rauschverhältnis. Die Frequenzauflösung lässt sich dem gewünschten betrachteten Frequenzband so anpassen, dass bei tiefen Frequenzen eine feinere Auflösung möglich ist als im hohen Kilohertz- und Megahertzbereich.

Nachteilig wirkt sich aus, dass gerade bei räumlich ausgedehnten Großtransformatoren die Übergänge von den klassischen Netzwerkanalysatoren mit Ein- und Ausgangswiderständen von  $50\ \Omega$  zu den Prüflingen nicht ideal reflexionsfrei gestaltet werden können. Die entstehenden Wanderwellenvorgänge führen zu Fehlern in den Übertragungsfunktionen. Hinzu kommt, dass die Ausgangsspannung der Signalquelle überwiegend im Bereich einiger Volt liegt, bei Wicklungssystemen mit niedriger Eingangsimpedanz teils unter 1 V. Dies kann das Ergebnis soweit beeinträchtigen, dass bei starker Dämpfung des Prüflings der Signal-zu-Rausch-Abstand sehr gering wird und in Einzelfällen keine Messung mehr möglich ist. In Abschnitt 6.3.11 wird auf die Situation bei Vor-Ort-Messungen eingegangen.

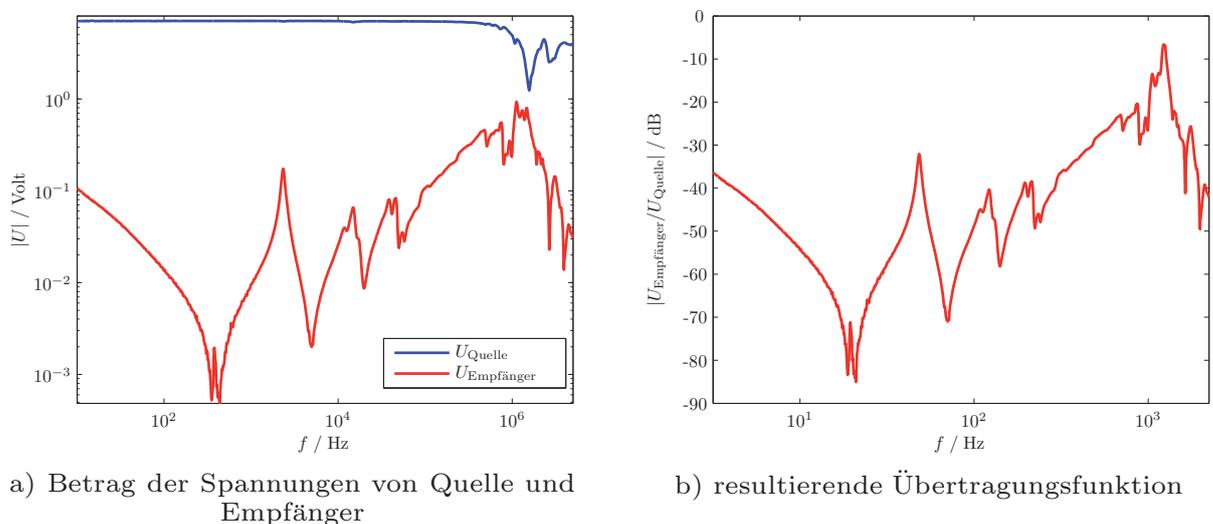


Abb. 6.7: Bildung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich

Erfahrungen aus der Praxis zeigen außerdem, dass je nach Entwurf des Messgeräts und Zahl der Messpunkte der Zeitaufwand für die Ermittlung einer Übertragungsfunktion mit bis zu zehn Minuten deutlich länger ausfällt als bei der LVI-Methode (*Low Voltage Impulse*) im Zeitbereich. Da jedoch an Großtransformatoren die Einrichtung der Messung mit Aufbau von Geräten und Verkabelung einen wesentlichen Teil der Gesamtzeit beansprucht, relativiert sich dieser Vorteil.

## 6.2 Internationale Arbeitsgruppen und Normung

Zum momentanen Zeitpunkt ist die Messung der Übertragungsfunktion nicht in national oder international verbindlichen Normen verankert. Dennoch gibt es von verschiedenen Gremien Aktivitäten, um Richtlinien zur Erfassung und Erkennung von mechanischen Veränderungen an Transformatorwicklungen durch den Einsatz der FRA-Methode zu erarbeiten.

### 6.2.1 Cigré WG A2.26

Die *Cigré Workgroup A2.26 - Mechanical condition assessment of windings* wurde 2004 eingerichtet und befasste mit der Erarbeitung eines „Best practice“ mit dem Ziel der Vergleichbarkeit der Messungen mit unterschiedlichen Messsystemen am gleichen Betriebsmittel. Die Arbeitsgruppe setzte sich neben Transformatorherstellern, Anlagenbetreibern und Vertretern von Hochschulen, die sich wissenschaftlich mit der FRA-Methode beschäftigen, überwiegend aus Herstellern von FRA-Geräten zusammen. Ein wesentliches Element bei der Vergleichbarkeit von mit unterschiedlichen Instrumenten durchgeführten Messungen war die Einführung einer einheitlichen Verkabelungs- und Anschlusstechnik.

In zwei Ringversuchen, einer im Januar 2005 an einem einphasigen Maschinentransformator im Siemens-Transformatorwerk in Nürnberg und ein zweiter im März 2006 an einem dreiphasigen Netzkuppler des Übertragungsnetzbetreibers National Grid in Northfleet/England, wurden die Ergebnisse der vertretenen Hersteller verglichen. Vor allem bei dem ersten Ringversuch in Nürnberg traten deutliche Abweichungen in den gemessenen Übertragungsfunktionen, die durch die Messaufbauten bedingt waren, zu Tage.

Als Ergebnis dieses Ringversuchs entstanden Richtlinien zur Anschlusstechnik und der Führung von Erdungsleitungen zwischen Kessel und Messerde. Der zweite Gerätevergleich fand rund ein Jahr später in England statt. Da hier bereits die Erfahrungen aus den Messungen in Nürnberg einfließen, konnte dort bereits eine wesentlich bessere Übereinstimmung bei einer Vielzahl von Messsystemen erzielt werden. Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe wurden in [CIG06] und [CIG08] veröffentlicht.

### 6.2.2 Arbeitsgruppe des IEEE

Die weitere Standardisierung des Messverfahrens hat sich die *IEEE Working Group for the Development of a Guide for Transformer Frequency Response* innerhalb des *IEEE Power Engineering Society Transformers Committee* zum Ziel gesetzt. Seit 2004 wird in diesem Gremium der *Draft Guide IEEE PC57.149/D7* entwickelt [PC57].

### 6.2.3 Normung innerhalb der IEC

Das Projektteam *PT 60076-18 - Measurement of Frequency Response for Power Transformers* ist Teil des *Technical Committee 14 - Power Transformers* der *International Electrotechnical Commission (IEC)*. Innerhalb dieser Gruppe wird ein Standard zur Durchführung von FRA-Messungen entwickelt, der als Teil 18 in die Norm IEC 60076 eingehen soll.

Eine Definition von Akzeptanzgrenzen für mathematische Bewertungsverfahren, wie es beispielsweise im in Abschnitt 5.4 vorgestellten chinesischen Standard *DL/T 911-2004* enthalten ist, ist bisher nicht vorgesehen.

## 6.3 Vor-Ort-Messung der Übertragungsfunktion

Die Übertragungsfunktion wird durch Betrag und Phase vollständig charakterisiert. In der Literatur und auch in den folgenden Abschnitten wird aus Gründen der Übersichtlichkeit auf die Darstellung der Phase verzichtet, da sich hieraus keine weiteren Informationen ergeben.

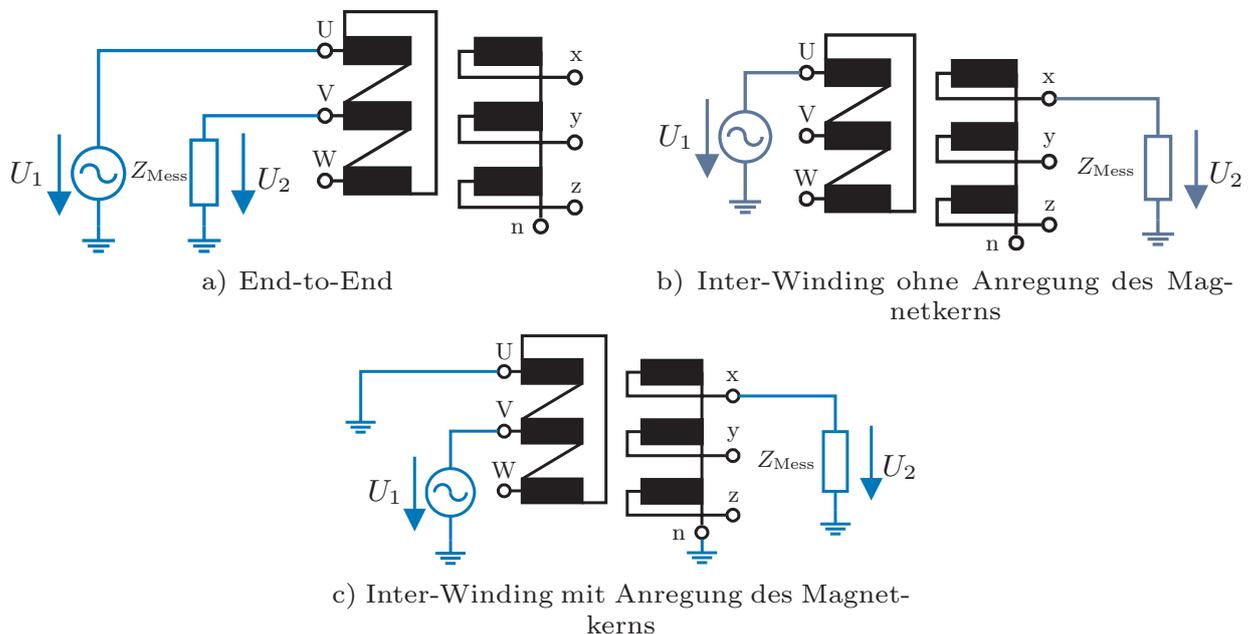


Abb. 6.8: Beschaltungen zur Bestimmung verschiedener Übertragungsfunktionen

Zur allgemeinen Diagnose von Leistungstransformatoren hat sich die Erfassung der Übertragungsfunktion zwischen Wicklungsanfang und Wicklungsende („End-to-end“) etabliert. Durch zyklisches Vertauschen der Messschaltung werden sämtliche über Anschlüsse zugängliche Wicklungssysteme erfasst. Tabelle 6.1 führt das in dieser Arbeit nach Abbildung 6.8a verwendete Schema der Standardbeschaltungen von großen Leistungstransformatoren auf. Weitere mögliche Messschaltungen

bei Nutzung einer ohmschen Messimpedanz sind in den Abbildungen 6.8b und 6.8c aufgeführt.

Wenn nicht ausdrücklich als abweichend erwähnt, wurden sämtliche Messungen mit einer Messimpedanz  $Z_{\text{Mess}} = 50 \Omega$  durchgeführt. Bei der Messung im Frequenzbereich nach der SFRA-Methode wurde der Bereich zwischen 10 Hz und 5 MHz je nach verwendetem Gerät mit 1500 oder 1601 Punkten mit logarithmischer Skalierung gemessen.

Schaltgruppe	$U_1$	$U_2$	restliche Wicklungen
$\Delta$	U	V	unbeschaltet
	V	W	
	W	U	
∧ mit Sternpunkt	U	N	unbeschaltet
	V	N	
	W	N	
∧ ohne Sternpunkt	U	V	unbeschaltet
	V	W	
	W	U	

Tab. 6.1: Bestimmung der Übertragungsfunktion - Messschaltungen „End-to-end“

Bei den Messschaltungen nach Abbildung Abb. 6.8a oder Abb. 6.8b bleiben die nicht mit dem Messgerät verbundenen Wicklungsanschlüsse offen. Dieses Vorgehen hat sich hinsichtlich der erwünschten hohen Reproduzierbarkeit der Messung bewährt.

Als weitere Prüfschaltungen werden im *Draft Guide IEEE PC57.149/D7* die Messungen analog zu Tabelle 6.1 mit zusätzlichem Kurzschluss im nicht beschalteten Wicklungssystem aufgeführt. Bei Messungen mit kurzgeschlossenen Wicklungen wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass ein Kurzschluss aber keine Erdung vorgenommen werden darf. Dies kann insbesondere bei großen Maschinentransformatoren mit eingehausten Anschlüssen zu erheblichen Schwierigkeiten hinsichtlich einer definierten und reproduzierbaren Leitungsführung des Kurzschlussverbinders führen. Abbildung 6.9 zeigt die typische Situation an einem 750-MVA-Maschinentransformator mit eingehausten Anschlüssen der US-Systeme. Ohne weitere konstruktive Maßnahmen ist hier ein Kurzschluss des US-Systems ohne Erdung nicht möglich.

Liegen bereits aus der Vergangenheit Messungen vor, muss, um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, deren Anschlussschema wiederholt werden.

Bei Messungen an Wicklungen mit Stufenschalter wird häufig die Übertragungsfunktion der höchsten und niedrigsten Stufe sowie die der Neutralstellung erfasst. Die Stellung des Stufenschalters beeinflusst die Übertragungsfunktion sämtlicher Wicklungen. Daher muss die Stufenstellung auch bei Messungen an Wicklungs-



Abb. 6.9: Eingehauste US-Anschlüsse eines 750-MVA-Maschinentransformators während der Messung der Übertragungsfunktion

systemen ohne Regelwicklung beachtet und aufgezeichnet werden. Hierbei ist die Neutralstellung oder die Stellung mit dem höchstem Übersetzungsverhältnis üblich [PC57].

### 6.3.1 Vorbereitung des Messobjekts

Die Messung der Übertragungsfunktion erfolgt üblicherweise bei geöffneten Anschlusslaschen auf der Unterspannungs- und Mittelspannungsseite und abgelegten Leiterseilen auf der Hochspannungsseite. Auch die Verbindung am Sternpunkt sollte getrennt werden, sofern am Transformator vorhanden. Hierbei ist aufgrund der geringen Spannungspegel während der Messung eine Luftisolationsstrecke von wenigen Zentimetern ausreichend, auf Abstandshalter aus Kunststoff oder Holz sollte aufgrund des nicht bekannten Frequenzverhaltens verzichtet werden. Nach Möglichkeit sollten Laschen auf der Seite der Transformatordurchführung geöffnet werden, um so wenig externe Bauteile wie möglich in den Signalpfad einzubeziehen.

Dennoch ist eine vollständige Trennung nicht immer möglich. Vor allem bei Kabelanschlüssen oder aufwändig eingehausten Transformatoren kann dies der Fall sein. Stromschienen können nicht immer unmittelbar an den Durchführungen geöffnet werden, auf der Mittelspannungsebene wird aufgrund der Kurzschlussgefahr durch Kleinsäugetiere häufig eine Isolation des Schienensystems im Freien vorgenommen. Hier wird dann die Stromschiene an der nächst möglichen Position geöffnet und zwangsläufig in die Messung eingebunden.

### 6.3.2 Dokumentation der Messung

Zweckmäßigerweise werden die gewählten Anschluss- und Erdungspunkte fotografisch dokumentiert. So ist sicher gestellt, dass bei einer Wiederholung der FRA-Messung die Anschlusstechnik bestmöglich reproduziert werden kann [HMLF07]. Zur Dokumentation gehört auch das Erfassen der Öltemperatur über Infrarotthermometer am Kessel oder durch das Ablesen vorhandener Messfühler, da die Übertragungsfunktion in geringem Maße temperaturabhängig ist [Chr01].

### 6.3.3 Vergleich von Messungen im Zeit- und Frequenzbereich

Gemäß den theoretischen Grundlagen der Frequenzganganalyse an Leistungstransformatoren ergeben sich bei der Verwendung unterschiedlicher Verfahren und Messsysteme unter idealen Bedingungen deckungsgleiche Resultate für dieselbe Übertragungsfunktion. Vergleicht man die in diesem Kapitel dargestellten Übertragungsfunktionen, die durch die Messung im Zeitbereich (IFRA) und im Frequenzbereich (SFRA) experimentell ermittelt wurden, so ist festzustellen, dass durchweg vergleichbare Ergebnisse erlangt werden können. Auch wenn keine vollständige Kongruenz nachweisbar ist, so lässt sich doch die theoretische Äquivalenz zwischen Messungen im Zeit- und Frequenzbereich in der Praxis verifizieren.

Eigenschaft	Zeitbereich (IFRA)	Frequenzbereich (SFRA)
Anregende Spannung	variabel, typ. bis 500 V	variabel, typ. bis 12 V <sub>pp</sub>
Dauer der Messung	Sekunden	Minuten
spektrale Auflösung	konstant, anpassbar durch sepz. Signalverarb.	beliebig anpassbar
Signalverarbeitung	Filterung, Fensterung, FFT	direkte Bestimmung des Frequenzgangs
typ. Messimpedanz	variabel	50 Ω
spektrale Energiedichte	fallend (etwa proportional mit 1/f)	konstant
untere Grenzfrequenz	ca. 1000 Hz	ca. 10 Hz
obere Grenzfrequenz	ca. 2 MHz	ca. 10 MHz
Messaufbau	mehrere Geräte	integriertes Messgerät

Tab. 6.2: Bestimmung der Übertragungsfunktion: Eigenschaften der Messung im Zeit- und Frequenzbereich

Einschränkungen ergeben sich aufgrund der Bandbegrenzung des anregenden Impulses im Zeitbereich: Da die verwendete Impulsform nach 1 ms als abgeklungen betrachtet werden kann und spektrale Anteile oberhalb 1,5 MHz durch die Anti-Aliasing-Tiefpassfilter gedämpft werden, siehe Abschnitt 6.1.1.2, reduziert sich der

Bereich, in dem ein Vergleich grundsätzlich vorgenommen werden kann, auf die Frequenzen zwischen 1 kHz und 1,5 MHz.

Des Weiteren werden bei den genannten Verfahren Spannungen unterschiedlicher Amplitude zur Verfügung gestellt. Abweichungen, die sich gemäß Abschnitt 6.3.8 unterhalb 10 kHz aufgrund des nichtlinearen Verhalten des Magnetkerns ergeben, können nicht vermieden werden.

Tabelle 6.2 führt die wesentlichen Unterschiede bei der Bestimmung der Übertragungsfunktion im Zeit- und Frequenzbereich auf. Die abgebildeten Übertragungsfunktionen wurden mit den in Abschnitt 6.1.2.1 und 6.1.1.1 vorgestellten Methoden und Aufbauten ermittelt. Auf Messanordnungen, die von dieser Beschreibung abweichen, wird im Einzelnen hingewiesen.

Abbildung 6.10 zeigt die gute Übereinstimmung zwischen dem Zeit- und Frequenzbereich bei der Bestimmung der Übertragungsfunktion zwischen den Anschlüssen U und V der Oberspannungswicklung eines Verteiltransformators (400 kVA, 4/0.4 kV, Schaltgruppe Dyn5). Der verhältnismäßig kompakte Messaufbau am Verteiltransformator mit kurzen Messleitungen hat nur geringe Rückwirkung auf die gemessene Übertragungsfunktion.

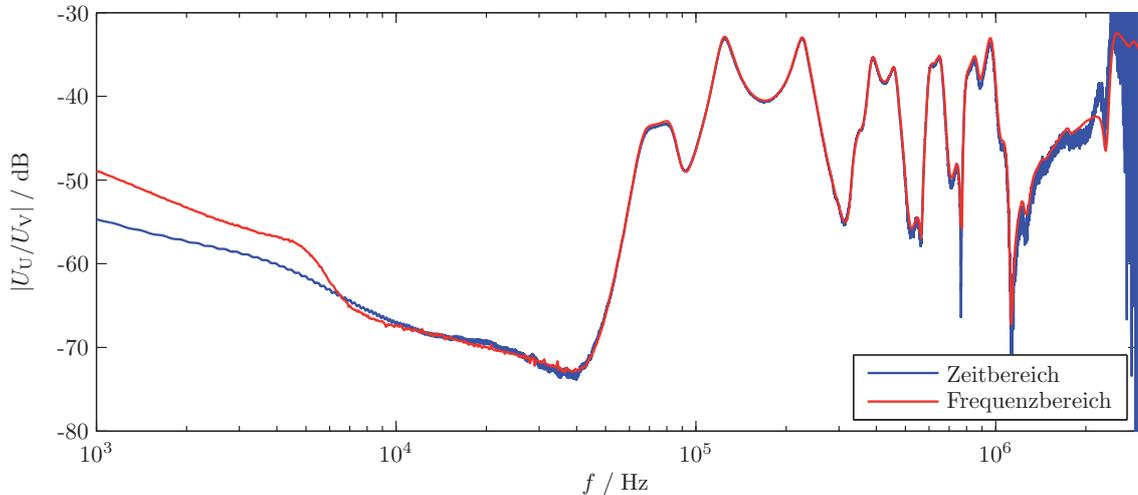


Abb. 6.10: Messung der Übertragungsfunktion U–V an einem 400-kVA-Transformator im Zeit- und Frequenzbereich,  $Z_{\text{Mess}} = 50 \Omega$

Bei der Messung an räumlich ausgedehnten Großtransformatoren können bereits größere Abweichungen beobachtet werden: Abbildung 6.11 zeigt die Übertragungsfunktion bei Messung im Zeit- und im Frequenzbereich an einem Maschinentransformator (850 MVA, 420/27 kV) bei Einspeisung an 1U und Auskopplung an 2U bei geerdetem Sternpunkt 1N und Erdung von 2W. Die Messimpedanz betrug im Zeit- und im Frequenzbereich  $Z_{\text{Mess}} = 50 \Omega$ .

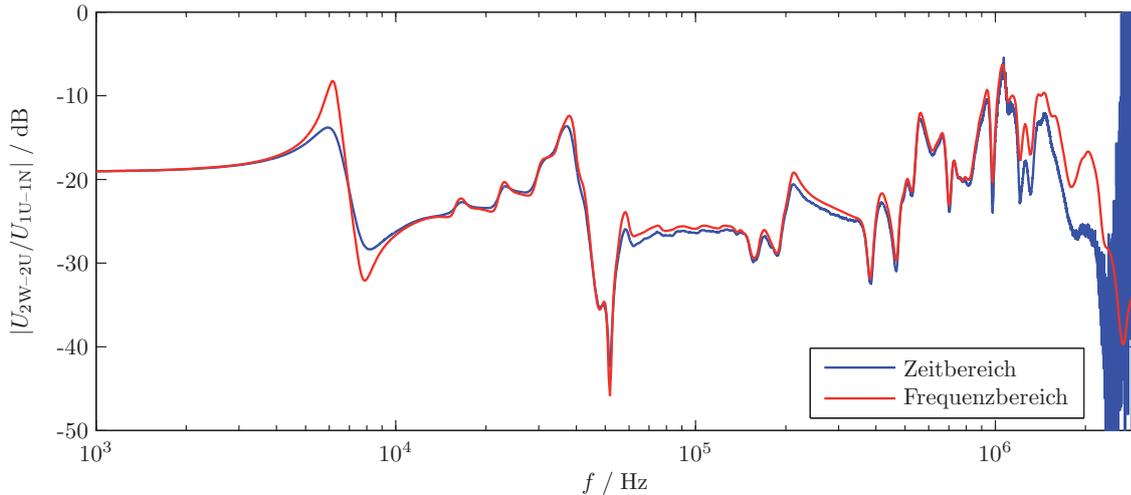


Abb. 6.11: Messung der Übertragungsfunktion an einem 850-MVA-Maschinentransformator im Zeit- und Frequenzbereich,  $Z_{\text{Mess}} = 50 \Omega$

Eine weitere Quelle für Abweichungen der gemessenen Übertragungsfunktionen im Zeit- und Frequenzbereich ist das Auftreten von Reflektionen auf den Messleitungen:

Sind bei der Messung im Zeitbereich die verwendeten Messleitungen nicht mit dem Wellenwiderstand, sondern nur mit der durch den Spannungsteiler bestimmten Nennimpedanz  $Z_{\text{Mess}} = 5170 \Omega$  abgeschlossen (siehe Ersatzschaltbild in Abbildung 6.1), wird der einlaufende Spannungsimpuls zum Teil in die Messleitung als rücklaufende Welle reflektiert. Das andere Ende der Messleitung ist durch die unbekanntere Eingangsimpedanz  $Z_{\text{Trafo}}$  des Transformators abgeschlossen. Es entsteht daher eine nicht genauer bekannte Wanderwelle, die das ursprüngliche Signal überlagert [MP69].

Üblicherweise kommen bei der Messung an Großtransformatoren Messleitungen mit 20 m Länge zum Einsatz. Der auf der Leitung zweifach reflektierte Impuls überlagert den Originalimpuls mit einer Verzögerung von ca. 200 ns.

Bei der Messung im Frequenzbereich mit dem Tettex FRA 5310 befindet sich die verwendete Messimpedanz  $Z_{\text{Mess}}$  unmittelbar am Transformator, die Messleitung zum Gerät ist durch einen Signalübertrager entkoppelt. Daher treten die oben beschriebenen Effekte durch Wanderwellen hier nicht auf. Wird im Zeitbereich dem Spannungsteiler ein dem Wellenwiderstand der Messleitung entsprechender  $50 \Omega$ -Widerstand parallel geschaltet, treten die beschriebenen Effekte nicht auf, die Übertragungsfunktionen sind wie in Abbildung 6.11 im Zeit- und Frequenzbereich kongruent.

### 6.3.4 Mehrkanalige Messung im Zeitbereich

Bei der Messung im Zeitbereich mit Niederspannungsimpuls wird gelegentlich als Vorteil angeführt, dass mehrere Übertragungsfunktionen simultan aufgezeichnet werden könnten [TR03, Chr01] und somit ein Zeitgewinn erreichbar wäre.

In Abbildung 6.12 ist dargestellt, wie sich die einzelne Übertragungsfunktion verändert, wenn mehrere Übertragungsfunktionen gleichzeitig gemessen werden. Der Niederspannungsimpuls wurde hierzu unterspannungsseitig zwischen Phase x und geerdetem Kessel eingespeist, als Systemantwort wurde die Spannung zwischen Phase U, V und W der Oberspannungsseite und Erde gemessen. Die Aufzeichnung erfolgte 4 ms lang bei einer Abtastrate von 12,5 MS/s.

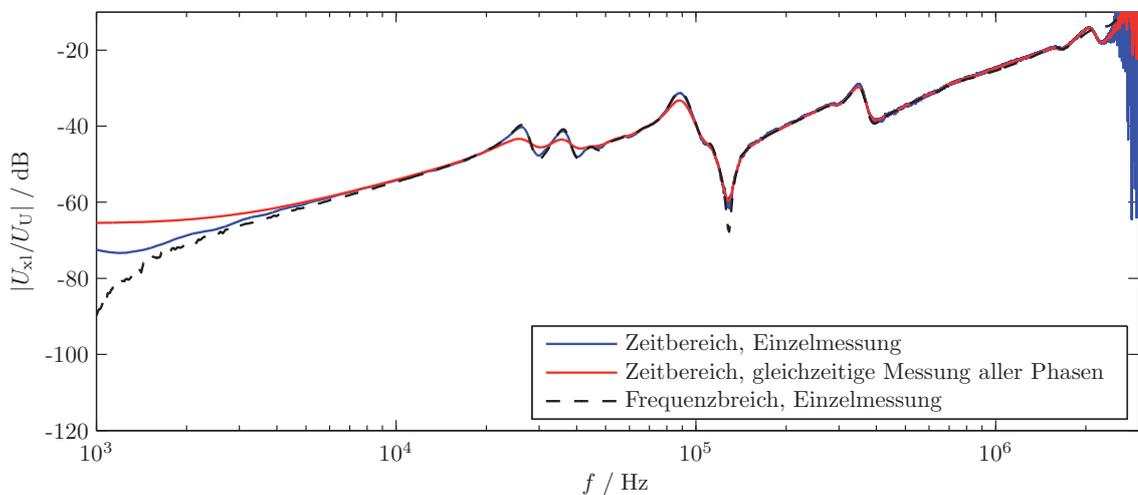


Abb. 6.12: Einkanalige und mehrkanalige Messung der Übertragungsfunktion an einem Verteiltransformator

Vergleicht man die Messungen im Zeit- und Frequenzbereich, so ist festzustellen, dass die einkanaligen Messungen eine gute Übereinstimmung ab 400 Hz zeigen. Die mehrkanalige Messung im Zeitbereich zeigt im Bereich der Resonanzstellen zwischen 10 und 200 kHz deutliche Abweichungen.

Zurückzuführen ist dies auf die Kapazitätsbeläge der zusätzlichen Messleitungen und die Abschlussimpedanzen, welche eine Rückwirkung auf die aufgezeichnete Übertragungsfunktion haben. Daher ist eine Messtechnik mit mehreren simultan verbundenen Eingangskanälen nicht empfehlenswert [Mös06]. Ein möglicher alternativer Ansatz zur Mehrkanalmessung im Frequenzbereich wird in Abschnitt 8.3 vorgestellt.

### 6.3.5 Messaufbau

Die Übertragungsfunktion reagiert empfindlich auf Veränderungen am Aufbau der Messanordnung. An sämtlichen Wicklungsanschlüssen sollten die gleichen Verhält-

nisse wieder hergestellt werden, wie bei der Ursprungsmessung. Gleichmaßen ist mit den Erdungsverbindern zu verfahren. Hier sollten unter allen Umständen die gleichen Punkte zur Verbindung von Messerde mit dem Transformatorkegel gewählt werden. Bei der Dokumentation ist besonderes Augenmerk auf diese Punkte zu legen.

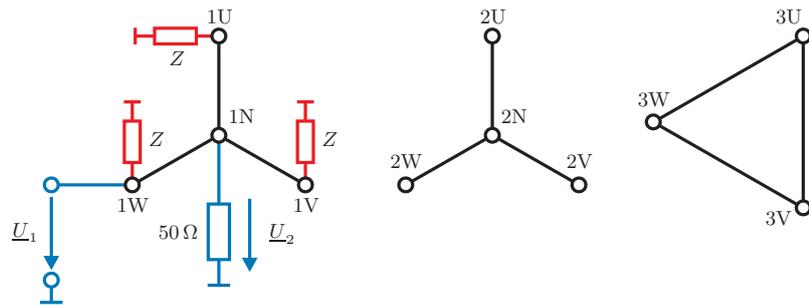
Selbst scheinbar isolierende mechanische Abstützungen können die Übertragungsfunktion beeinflussen, wie die folgenden Beispiele zeigen. Bei der Durchführung einer Ursprungsmessung ohne Vergleichsmöglichkeit können so nur schwer erkennbare Messfehler entstehen, die zu späteren Messungen bei geänderten Bedingungen Abweichungen aufweisen, welche dann fälschlich als Beschädigung des Leistungstransformators interpretiert werden oder mindestens zu erheblichen Diskussion mit dem Anlagenbetreiber führen.

### 6.3.5.1 Behandlung der Wicklungsanschlüsse

Zur wiederholten Messung der Übertragungsfunktionen wurde ein Netzkuppeltransformator (300 MVA, 405/115 kV) vom Netz genommen. Da jedoch die Ableitungen der Oberspannungsseite als Aluminiumschienen ausgeführt waren, wurde auf die aufwändige Demontage des Schienensystems verzichtet und die OS-Durchführungen von der geerdeten Verschiebung mit 3 mm starken Gummmatten isoliert.



a) Isoliermatten an den OS-Durchführungen



b) Ersatzschaltbild

Abb. 6.13: Auftreten von parasitären Impedanzen durch Gummmatten bei der Messung der Übertragungsfunktion an einem 300-MVA-Netzkuppeltransformator

Die eingesetzten Matten sind in Abbildung 6.13a zu sehen. Gleichzeitig war die Anordnung aufgrund Nebels betaut. Abbildung 6.13b zeigt das Ersatzschaltbild

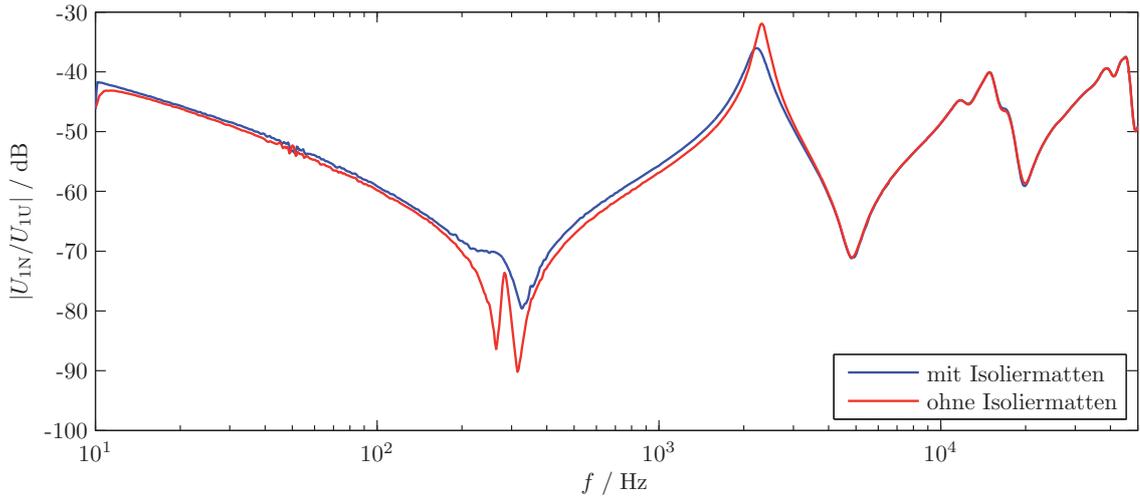


Abb. 6.14: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch Isolieranordnungen am Beispiel eines 300-MVA-Netzkuppltransformators

der Ausgangslage, die durch die Isoliermaterialien gebildeten nicht näher bekannten Impedanzen sind rot markiert. Bei der folgenden Messung wurde eine atypische Abweichung der Übertragungsfunktion im Bereich der durch den Magnetkern dominierten ersten Doppelresonanzstelle und der folgenden Antiresonanz zwischen 100 Hz und 5 kHz festgestellt (Abbildung 6.14).

Die durch den Einsatz der Gummimatten zusätzlich entstandenen Impedanzen zum Erdpotential wurde als ursächlich erkannt und die Verschienung wurde vollständig entfernt. Bei der sich anschließenden Messung konnte die bereits zu einem früheren Zeitpunkt durchgeführte Initialmessung vollständig reproduziert werden. Einen Ausschnitt der gemessenen Übertragungsfunktionen bis 50 kHz zeigt Abbildung 6.13. Die hier beschriebene Beeinflussung wurde aufgrund des Frequenzbe-

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	2,12 / 4,94 / 2,77	Normalzustand
NCEPRI	0,0934	Normalzustand
Fehlerzahl	3,25 MHz	Normalzustand

Tab. 6.3: Mathematische Bewertung: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch Isolieranordnungen

reichs der Abweichung von keinem der betrachteten mathematischen Bewertungsverfahren erkannt.

### 6.3.5.2 Einfluss von nicht mit der Messanlage verbundenen Wicklungen

Die gemessene Übertragungsfunktion zwischen zwei Anschlüssen eines Transformators wird durch den gesamten mechanischen Aufbau des Aktivteils, die Kesselstreukapazitäten und auch durch die Anbauteile bestimmt. Daher hat auch die Behandlung der Anschlüsse der Spannungssysteme, die nicht mit der Messanlage in Verbindung stehen, einen Einfluss auf die aufgezeichnete Übertragungsfunktion.

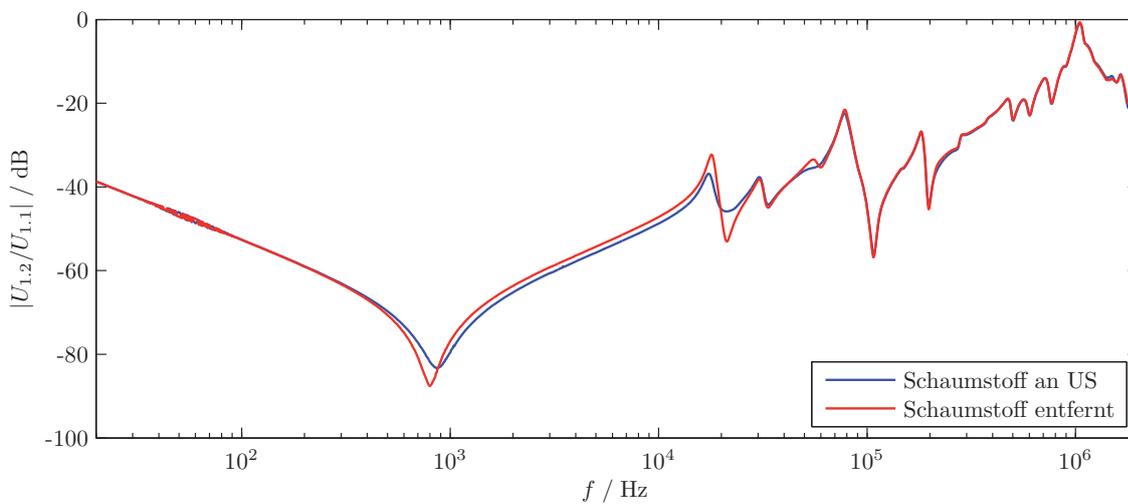


Abb. 6.15: Beeinflussung der Übertragungsfunktion der OS-Wicklung eines Maschinentransformators durch hochohmig geerdete US-Durchführungen

Abbildung 6.15 zeigt die Übertragungsfunktion des Oberspannungssystems eines einphasigen Maschinentransformators (266 MVA, 420/21 kV). Um die Unterdurchführungen bei Montagearbeiten an den Ableitungskästen vor Beschädigung zu schützen, wurden die Durchführungen mit Schaumgummimatten ummantelt. Diese sind bei der Messung der Übertragungsfunktion zwischen den Oberspannungsanschlüssen 1.1 und 1.2 an den US-Durchführungen verblieben. Diese Matten verfügten über eine Graphitbeimischung und stellten so eine leitfähige Verbindung (Leitfähigkeit des Schaumstoffs laut Hersteller:  $10^3 \dots 10^5 \frac{\Omega}{\text{m}^2}$ ) zwischen den Anschlüssen der Unterdurchführung mit dem Kessel her, was einen deutlichen Einfluss auf die Übertragungsfunktion der OS-Wicklung hatte.

Obwohl die festgestellte Abweichung der Übertragungsfunktion bei sämtlichen Bewertungsalgorithmen mindestens teilweise im Auswertebereich liegt, zeigt bei der in Tabelle 6.4 durchgeführten Bewertung allein der Algorithmus „Fehlerzahl“ eine Abweichung vom Normalzustand.

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	2,13 / 3,32 / 4,85	Normalzustand
NCEPRI	1,6147	Normalzustand
Fehlerzahl	18,1 kHz	Messung prüfen

Tab. 6.4: Mathematische Bewertung: Einfluss von nicht mit der Messanlage verbundenen Wicklungen; Vergleich der Übertragungsfunktion eines 266-MVA-Transformators mit und ohne Schaumstoffschutzmatten an den US-Durchführungen

### 6.3.6 Verwendete Messimpedanz

Die Messung einer Spannung als Systemantwort erfolgt bei den verwendeten Systemen zur Frequenzganganalyse stets über einem ohmschen Widerstand, der jedoch bei einigen Geräten unterschiedlich dimensionierbar ist. Dieser Widerstand sei im Folgenden als *Messimpedanz* bezeichnet.

Die Abhängigkeit der Übertragungsfunktion von der verwendeten Messimpedanz wurde an der US-Wicklung eines Verteiltransformators (250 kVA, 20/0.4 kV, Schaltgruppe Dyn5) untersucht und in Abbildung 6.16 aufgetragen.

Alle Übertragungsfunktionen wurden hierbei mit dem Tettex FRA 5310 ermittelt, durch externes Beschalten weiterer Widerstände parallel zur Einganggeräteimpedanz  $Z_{\text{Mess}} = 1 \text{ M}\Omega$  oder  $50 \Omega$  wurden beliebige Gesamtimpedanzen realisiert. Durch Platzierung der Messimpedanz unmittelbar an den Transformator клемmen und Entkoppelung der Messleitung über einen Signalübertrager wurden Leitungsreflexionen aufgrund von Fehlanpassung verhindert.

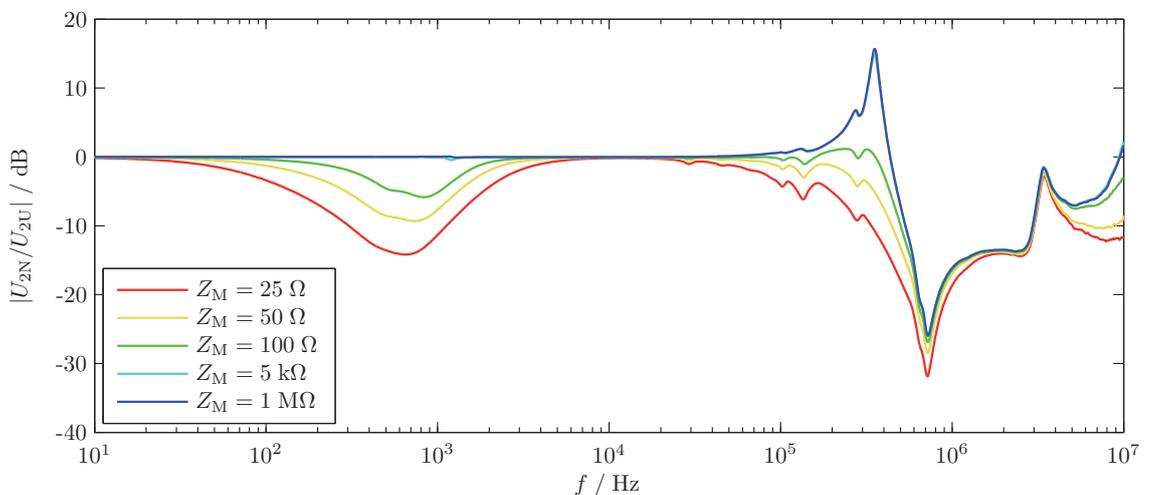


Abb. 6.16: Rückwirkung der Messimpedanz auf die Übertragungsfunktion der US-Wicklung eines 250-kVA-Transformators (20/0,4 kV)

Die Analyse zeigt, dass bei dieser Messkonfiguration die Resultate ab einer Messimpedanz von  $5\text{ k}\Omega$  deckungsgleich sind.

Unterhalb dieser Schwelle offenbart sich eine deutliche Abhängigkeit von der verwendeten Messimpedanz, da man sich mit dieser etwa dem Bereich der Impedanz des Transformators zwischen Einspeisung und Antwortklemme annähert. Während die zwischen  $300\text{ kHz}$  und  $400\text{ kHz}$  als lokales Maximum erkennbare Resonanzstelle bei allen Messungen auftritt, ist diese bei hohem Messwiderstand besonders ausgeprägt.

Im Gegensatz hierzu verringert sich die Dämpfung im Bereich des lokalen Minimums unterhalb von  $10\text{ kHz}$  bei hohen Messimpedanzen. Dieser Extremwert ist bei tiefen Frequenzen in ähnlichem Ausmaß durchweg bei allen untersuchten Transformatoren sichtbar und bildet das charakteristische Verhalten des Transformator-kerns im Frequenzgang ab. Um zu vermeiden, dass diese Resonanzstelle ausgeblendet wird, ist die Verwendung von Messimpedanzen  $Z_{\text{Mess}} \leq 1\text{ k}\Omega$  einer hochohmigen Messung vorzuziehen.

In der Praxis hat sich die Messung mit einer Impedanz  $Z_{\text{Mess}} = 50\ \Omega$  durchgesetzt, da so keine weiteren Maßnahmen zur Impedanzanpassung an die Messleitungen notwendig werden und die Impedanz in das Messgerät integriert werden kann.

### 6.3.7 Magnetisierung des Kerns

Der erste Resonanzpunkt der Übertragungsfunktion bei Messung zwischen den Anschlüssen einer Wicklung wird durch den Magnetkern beeinflusst und liegt je nach Bauform und Größe des Transformators im Bereich  $300 \dots 2500\text{ Hz}$ . Hierbei bildet die Hauptinduktivität mit der Längskapazität der Wicklung einen resonanten Schwingkreis [STW10].

Die Übertragungsfunktion wird oberhalb der ersten Resonanz in erster Linie durch die kapazitiven Eigenschaften der Wicklung bestimmt, der Einfluss des Magnetkerns nimmt ab [STW10]. Ab einer materialspezifischen Frequenz von ca.  $3 \dots 5\text{ kHz}$  wird das magnetische Feld aufgrund der Ausbildung von Kreiströmen auf der Kernoberfläche zunehmend aus dem Kern verdrängt, oberhalb dieser Frequenz hat die Kernmagnetisierung keinen Einfluss mehr auf die Übertragungsfunktion [ASG08b].

Die hohe Leitfähigkeit und Permeabilität des Magnetblechs begrenzen mit zunehmender Frequenz die Eindringtiefe des magnetischen Felds in den Magnetkern [Rüd62].

Abbildung 6.17 zeigt einen Ausschnitt aus den Übertragungsfunktionen der Oberspannungswicklung zwischen der Phasen 1U und 1V eines Mittelspannungstransformators. Der Transformator war für mindestens vier Wochen nicht in Betrieb. So konnte sicher gestellt werden, dass bei der Durchführung der Messung „keine Vor-

magnetisierung“ keine remanente Magnetisierung des Kerns vorlag. Anschließend wurde mit einem DC-Netzteil für 60 Sekunden in die OS-Wicklung ein Strom von  $I_{\text{mag}} = 11.4 \text{ A}$  eingeprägt und unmittelbar danach wieder die Übertragungsfunktion aufgezeichnet. Dieser Vorgang wurde wiederholt, im zweiten Durchgang wurde die Stromrichtung umgekehrt und wiederum die Übertragungsfunktion ermittelt. Nach 24 Stunden wurde die Messung der Übertragungsfunktion ein weiteres Mal durchgeführt.

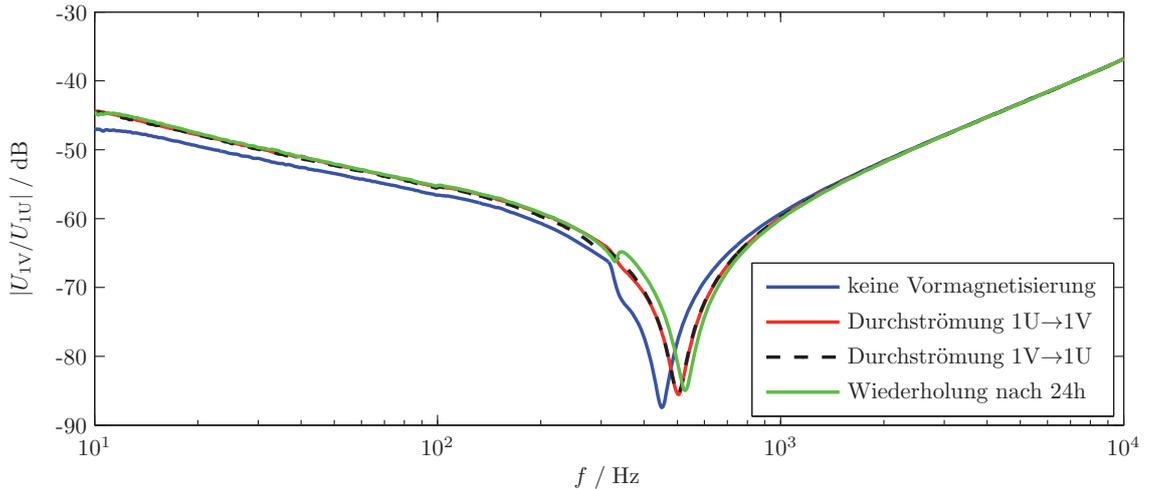


Abb. 6.17: Beeinflussung der Übertragungsfunktion der OS-Wicklung eines Transformators 1 MVA, 20/0.4 kV, Dy5y5 durch remanente Magnetisierung des Kerns

Die Beeinflussung der ersten Resonanz durch die nur langsam abklingende Remanenzmagnetisierung wird deutlich und entspricht den Ergebnissen anderer Untersuchungen [AGCR<sup>+</sup>09]. Offensichtlich hat die Stromrichtung des eingeprägten Gleichstroms und damit das Vorzeichen der remanenten Magnetisierung nur geringen Einfluss auf die Übertragungsfunktion. Dieses Verhalten lässt sich auch an Großtransformatoren beobachten und muss insbesondere bei Messungen mit DC-Strömen (Wicklungswiderstand) beachtet werden.

Die in Abschnitt 5.4 vorgestellten mathematischen Bewertungsverfahren werden aufgrund des ausgewerteten Frequenzbereichs nicht durch die Abweichungen der Übertragungsfunktion infolge der Kernmagnetisierung beeinflusst.

### 6.3.8 Messspannung

Wird bei der Messung der Übertragungsfunktion zwischen Wicklungsanfang und -ende die Messspannung variiert, ändert sich auch der durch die Wicklung fließende Strom  $I_{\text{Mess}}(f)$  und somit auch der magnetische Fluss  $\Phi(f)$  im Magnetkern. Bildet man das elektrische Ersatzschaltbild des Kerns, ergibt sich ein nichtlinearer Zusammenhang dem magnetischen Fluss  $\Phi(f)$  und den daraus resultierenden In-

duktivitäten  $L_n$  des Ersatzschaltbilds [STW10]. Daher ändert sich die zwischen den Anschlüssen einer Wicklung gemessene Übertragungsfunktion mit dem Effektivwert der anregenden sinusförmigen Spannung.

Der Einfluss der Messspannung auf die Übertragungsfunktion macht sich maximal bis zu einer Frequenz  $f_{U,\max} = 15 \text{ kHz}$  bemerkbar, an Großtransformatoren ist dieser Effekt meist auf wenige kHz beschränkt (Abbildung 6.18). Dies zeigt auch der Vergleich verschiedener FRA-Geräte in Abschnitt 6.4.5.

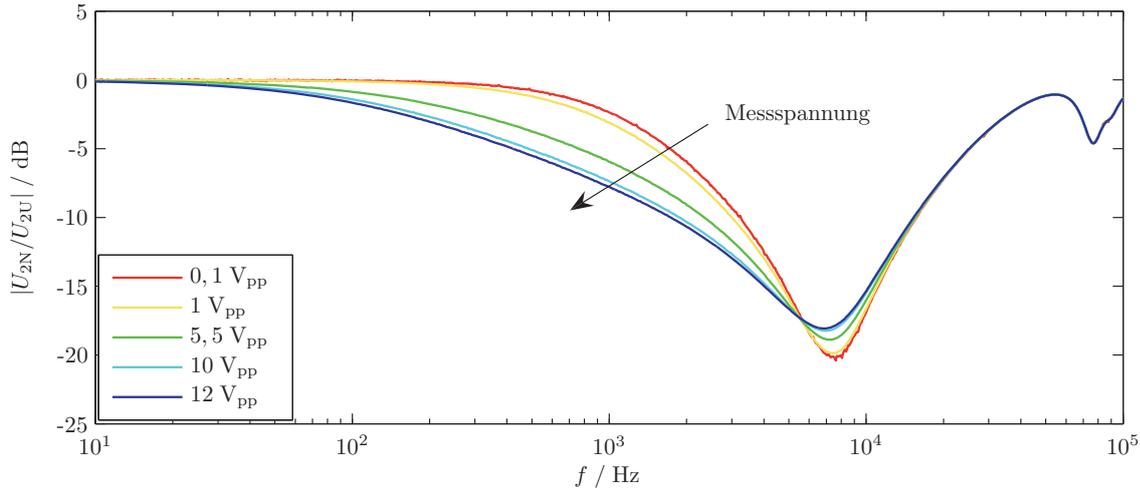


Abb. 6.18: Beeinflussung der Übertragungsfunktion der US-Wicklung eines Transformators (800 kVA, 20/0.4 kV, Dyn5) durch die Messspannung

Die Eingangsimpedanz  $Z_{\text{Eingang}}(f)$  der zu untersuchenden Transformatorwicklung wirkt auf die Quelle zurück, da die Signalquelle zur Anpassung an die verwendeten Koaxialkabel eine Längsimpedanz von  $Z_{\text{Quelle}} = 50 \Omega$  aufweist, und so mit der Eingangsimpedanz des Transformators ein frequenzabhängiger Spannungsteiler darstellt. Der frequenzabhängige Einbruch der Quellenspannung durch Belastung reduziert den wirksamen Signal-zu-Rauschabstand des Messsystems.

Abbildung 6.19 zeigt die Rückwirkung unterschiedlicher Abschlüsse einer 110-kV-Wicklung auf die Quelle des Messsystems. Bei Einspeisung an der Phase  $V$  wurde der Sternpunkt  $N$  mit  $50 \Omega$  und mit einem Erdverbinder zum Kessel hin abgeschlossen. Die unterschiedliche Behandlung des Sternpunkts macht sich deutlich im Frequenzbereich bis 50 kHz bemerkbar, durch die geringe Eingangsimpedanz der Wicklung bei Erdung des Sternpunkts bricht die Spannung der speisenden Quelle deutlich stärker ein.

### 6.3.9 Länge der verwendeten Messleitungen

Bei der Messung der Übertragungsfunktion kommen geschirmte, koaxiale Messleitungen bis zu  $l = 20 \text{ m}$  zum Einsatz. Zur Vermeidung von Phasenverschiebungen

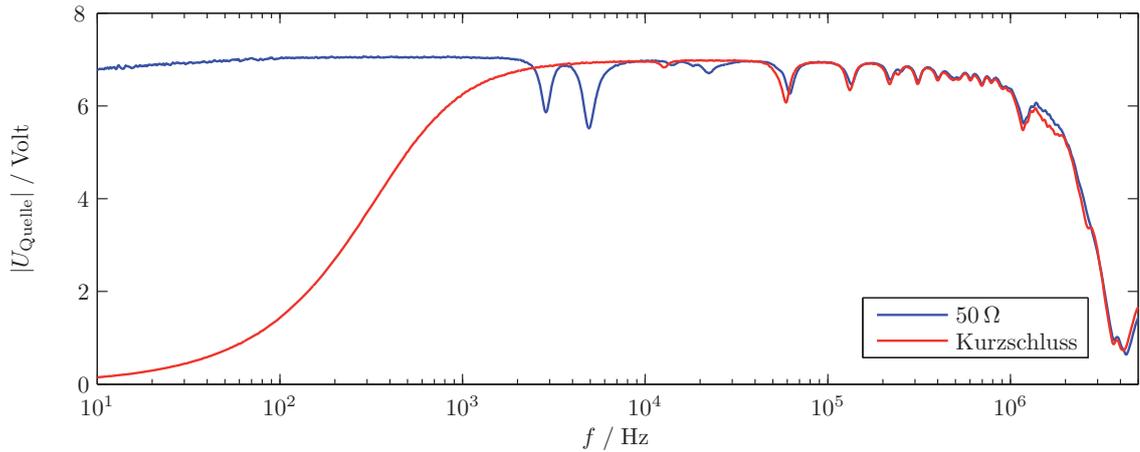


Abb. 6.19: Rückwirkung des Abschlusses am Sternpunkt einer 110-kV-Wicklung auf die Spannung der Quelle bei Einspeisung an der Phase V

durch unterschiedliche Laufzeiten sollten sämtliche verwendeten Messleitungen die gleiche Länge besitzen [HL06b].

Abbildung 6.20 zeigt die Übertragungsfunktionen der Oberspannungswicklung eines Transformators (1 MVA, 20/0.27 kV) zwischen 1U und 1V bei Variation der Länge der Messleitungen. Hierbei wurde sowohl die Speiseleitung wie auch beide Empfängerleitungen in der Länge variiert. Die Leitungen sind mit ihrem Wellenwiderstand abgeschlossen, die Leitungen wurden innerhalb der zur Diagnose von Großtransformatoren üblichen Messleitungslängen variiert.

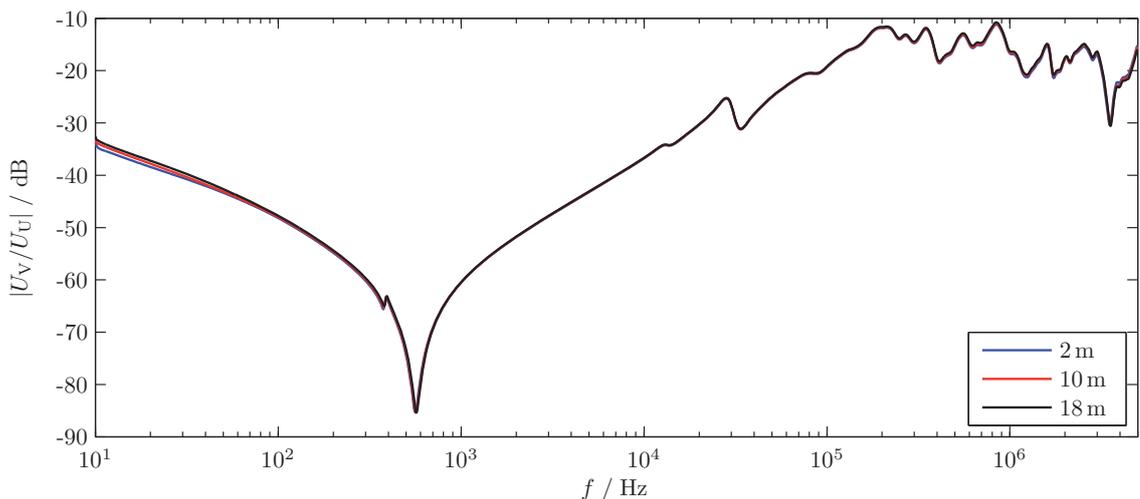


Abb. 6.20: Einfluss der Länge der Messleitungen, Übertragungsfunktion eines 1-MVA-Transformators bei unterschiedlichen Leitungslängen

Hierbei zeigte sich nur eine schwache Beeinflussung der gemessenen Übertragungsfunktion. Auch anhand der mathematischen Bewertung in Tabelle 6.5 wird deutlich, dass der Einfluss der Leitungslänge vernachlässigbar gering ist [Her08].

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	6,02 / 3,21 / 4,23	Normalzustand
NCEPRI	0,2019	Normalzustand
Fehlerzahl	5 MHz	Normalzustand

Tab. 6.5: Mathematische Bewertung: Einfluss der Messleitungslänge (2 m und 18 m), Vergleich der Übertragungsfunktionen eines 1-MVA-Transformators bei unterschiedlichen Längen der Messleitungen

### 6.3.10 Erdungssystem

Während die Wicklungen des Transformators gegen Erde isoliert sind, befinden sich der Transformatorkegel und der Magnetkern über die Kernerdung auf Erdpotential. Die Kapazitäten zwischen den Leitern und den geerdeten Teilen des Transformators haben Einfluss auf die Übertragungsfunktion. Daher muss eine Verbindung zwischen Transformator und dem Erdsystem der Messanlage eine möglichst geringe Rückwirkung auf das zu messende System haben.

#### 6.3.10.1 Ausführung der Verbindung von Messerde und Transformatorkegel

Bei der üblichen Verwendung von Koaxialleitern wird das Erdsystem über den Kabelschirm an die Anschlussklemme herangeführt. Um den Kontakt zum geerdeten Transformatorkegel oder dessen Anbauteilen herzustellen, muss daher ein Leiter vom Anschlussbolzen der Durchführung bis zum ihrem Fußpunkt geführt werden. In der Praxis hat es sich als vorteilhaft erwiesen, die Zahl der Freiheitsgrade zu minimieren: Der Erdungsleiter wird auf direktem Weg entlang der Durchführung geführt und über einen geeigneten Verbinder mit einem nahe gelegenen Punkt des Kegels kontaktiert, wie es Abbildung 6.21 skizziert und in Abbildung 6.22 an zwei waagrecht montierten 220-kV-Durchführungen umgesetzt ist.

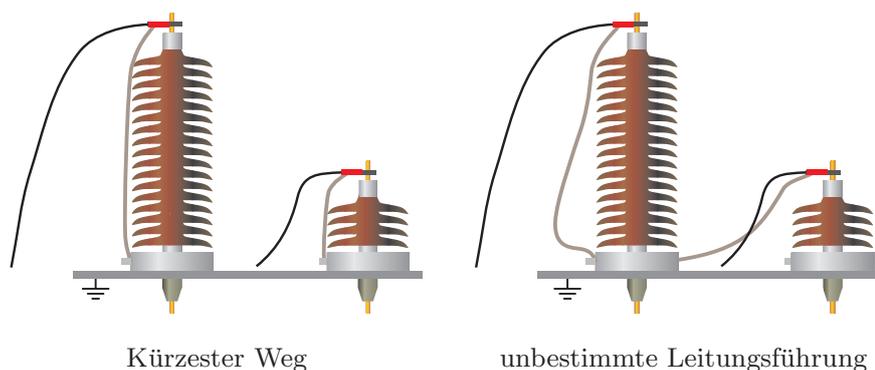


Abb. 6.21: Behandlung der Erdungsverbinder

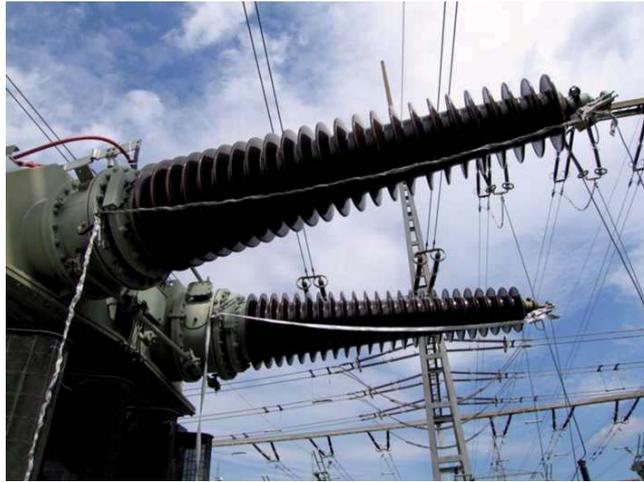


Abb. 6.22: Erdungsbänder aus Aluminiumgeflecht

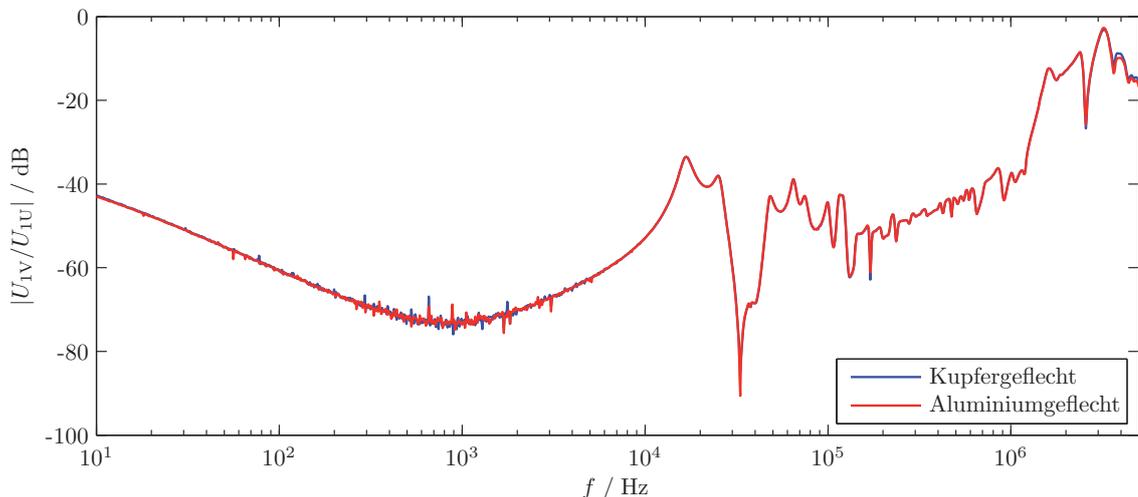


Abb. 6.23: Verwendung unterschiedlicher Materialien zur Verbindung von Transformator-kessel und Messerde am Beispiel eines Maschinentransformators (40 MVA, 115/6,6 kV)

Abbildung 6.23 zeigt die Übertragungsfunktionen bei Verwendung von Aluminium- und Kupfergeflechtband als Erdungsmaterial. Zur Verwendung kam jeweils 40 mm breites Geflechtband mit einer Einzeldrahtstärke von 0,1 mm. Abweichend von den in [KWS<sup>+</sup>06] publizierten Untersuchungen konnte hier kein Einfluss des verwendeten Materials der Erdungsleiter auf die Übertragungsfunktion bei wiederholten Messungen festgestellt werden. Die Verwendung von Aluminium- oder Kupfergewebband mit gleicher Leiterbeschaffenheit führt zu äquivalenten Ergebnissen.

Mit steigender Messfrequenz steigt die Gefahr, eine durch den Messaufbau verursachte Abweichung der Übertragungsfunktion irrtümlich als Schaden am Transformator zu interpretieren. Oberhalb von 2 MHz führen bereits geringfügige Änderungen am Erdungssystem zu Änderungen der Amplitude und auch zu Resonanzverschiebungen: Abbildung 6.24 zeigt die Beeinflussung der Übertragungsfunktion

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	3,09 / 3,11 / 3,87	Normalzustand
NCEPRI	0,3702	Normalzustand
Fehlerzahl	5 MHz	Normalzustand

Tab. 6.6: Mathematische Bewertung: Verwendung unterschiedlicher Materialien zur Verbindung von Transformatorkegel und Messerde am Beispiel eines einphasigen 40-MVA-Maschinentransformators

durch das Hinzufügen eines weiteren Verbinders von 2 m Länge zwischen Messgerät und dem Kessel. Die Aussagekraft über den mechanischen Zustand einer Transformatorwicklung ist in diesem Frequenzbereich mit der jetzigen Messtechnik nur als äußerst unsicher anzusehen [HL06b].

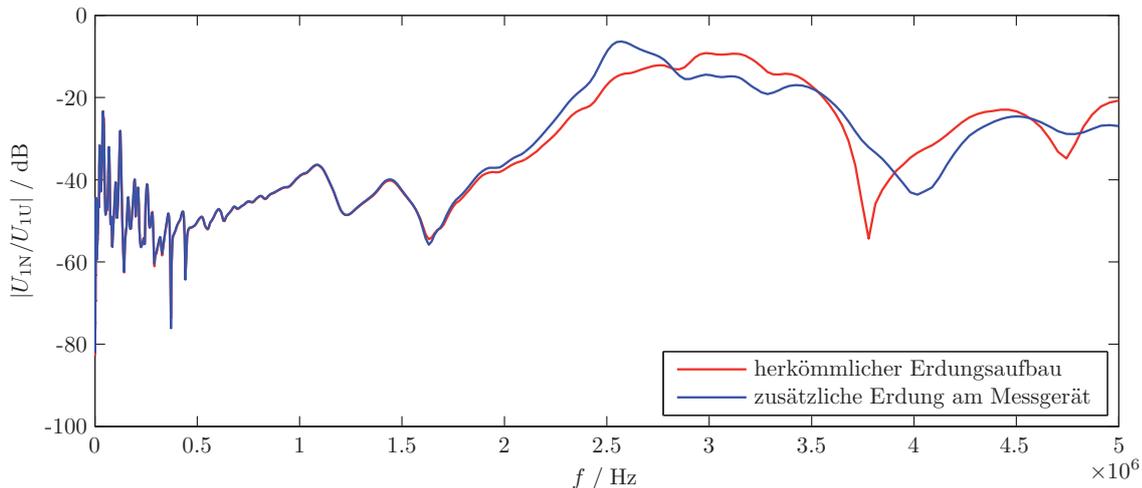


Abb. 6.24: Beeinflussung der Übertragungsfunktion 1U–1N durch Änderungen am Erdsystem an einem einphasigen Maschinentransformator 40 MVA

### 6.3.10.2 Qualität der Kontaktierung am Kessel

Einen wesentlichen Einfluss auf die Messung hat die Qualität der Kontaktierung zwischen dem verbindenden Geflechtband und dem Transformatorkegel. Hierbei muss durch geeignete Maßnahmen sichergestellt sein, dass am Kontaktpunkt vorhandene Korrosionsschutzanstriche oder andere Fremdschichten zuverlässig überwunden werden.

Abbildung 6.26 zeigt die Versuche an einem 40-MVA-Einphasen-Maschinentransformator (110/10 kV): Die Übertragungsfunktion zwischen den Anschlüssen 1U und 1N wurde mehrfach aufgezeichnet. Die Geflechtbänder wurden mit Klemmzangen flächig auf Muttern am Fußpunkt der 110-kV-Durchführung aufgedrückt, Abbildung 6.25 zeigt beispielhaft zwei geeignete Methoden.



Abb. 6.25: Geeignete Kontaktierung mit dem Transformatorkegel

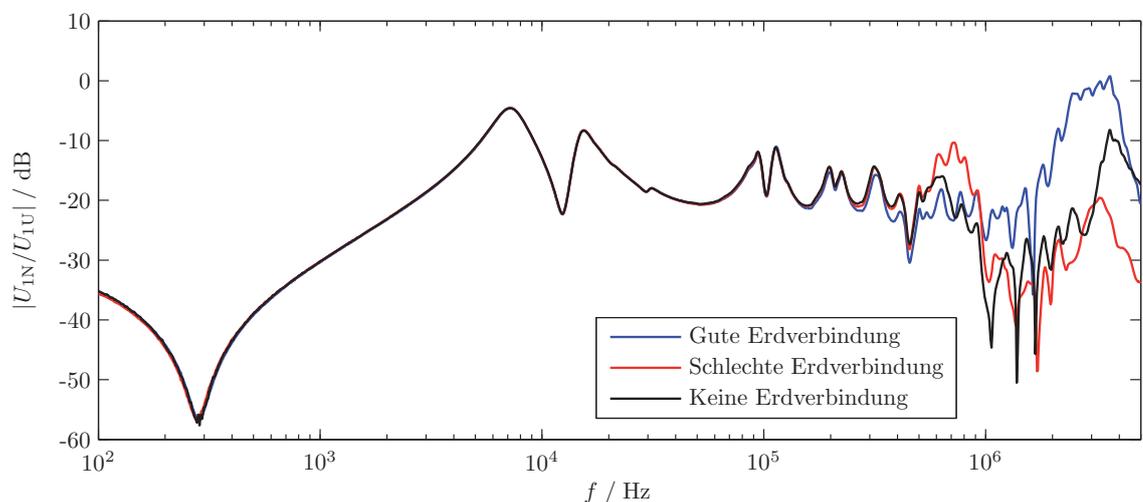


Abb. 6.26: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch die Erdverbindung auf der Empfängerseite am Beispiel eines einphasigen Maschinentransformators (40 MVA, 110/10 kV)

Dabei wurde die Qualität der Verbindung des Erdungsleiters am Empfängerzweig des FRA-Geräts in zwei Schritten verändert: Beim ersten Durchgang wurde das Geflechtband ohne Behandlung der Kontaktfläche auf den Korrosionsschutz gepresst. Es bestand an diesem Punkt keine galvanische Kontaktierung, Kessel und Messsystem standen jedoch über das Geflechtband am Senderzweig des Messgeräts in Verbindung.

Anschließend wurde der Korrosionsschutzanstrich entfernt, es verblieb jedoch eine sichtbare Oxidschicht auf der Mutter. Zuletzt wurde die Mutter mittels Feile und Metallbürste sorgfältig von sämtlichen Fremdschichten befreit.

Bei diesem Versuch wirkt sich das veränderte Erdungssystem bereits ab einer Frequenz von 200 kHz deutlich auf die aufgezeichnete Übertragungsfunktion aus (Abbildung 6.26). Daher ist den Kontaktstellen am Kessel beim Aufbau der Messung

besondere Aufmerksamkeit zu widmen [HMLF07, Hel10]. Die mathematische Bewertung der Messungen in Tabelle 6.7 zeigt, dass die Abweichungen vom Algorithmus „Fehlerzahl“ sicher erkannt werden, der Algorithmus „NCEPRI“ hingegen nicht in der Lage ist, die Abweichungen zu detektieren.

In der Praxis hat sich die fotografische Dokumentation der verwendeten Erdungspunkte bewährt. Anhand der Aufzeichnungen lässt sich bei einer Wiederholung der Messung so der verwendete Messaufbau sehr gut rekonstruieren [HML07].

Vergleich	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
gute & schlechte Erdverbindung	DL/T911-2004	4,36 / 1,05 / 0,26	keine Bewertung möglich
	NCEPRI	0,2594	Normalzustand
	Fehlerzahl	541,1 kHz	Messung prüfen
gute & keine Erdverbindung	DL/T911-2004	3,85 / 1,21 / 0,46	keine Bewertung möglich
	NCEPRI	1,2808	Normalzustand
	Fehlerzahl	536,4 kHz	Messung prüfen
schlechte & keine Erdverbindung	DL/T911-2004	4,15 / 1,95 / 0,85	Normalzustand
	NCEPRI	0,3140	Normalzustand
	Fehlerzahl	709,8 kHz	Messung prüfen

Tab. 6.7: Mathematische Bewertung: Einfluss der Qualität der Erdverbindung am Beispiel eines einphasigen 40-MVA-Maschinentransformators

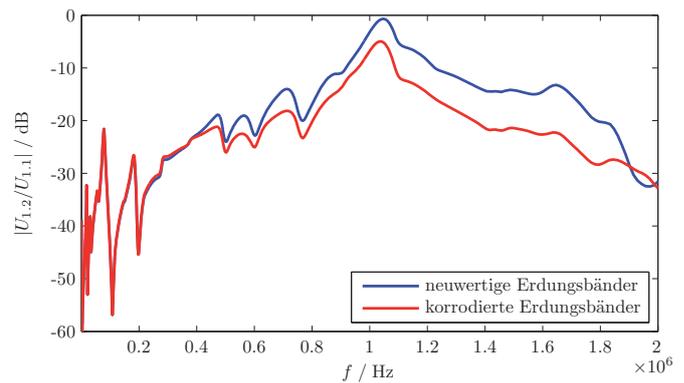
### 6.3.10.3 Veränderung der Erdungsverbinder

Eine weitere Quelle für Abweichungen von der zu erwartenden Übertragungsfunktion können Veränderungen im Übertragungsverhalten der Erdungsverbinder sein: Zu Zwecken der Transportüberwachung vom Hersteller zum Kraftwerk wurden an einem einphasigen Maschinentransformator (266 MVA, 420/21 kV) im Herstellerwerk und am Einsatzort FRA-Messungen durchgeführt. Hierbei zeigten sich bei der Messung am Einsatzort Abweichungen ab ca. 300 kHz in den Übertragungsfunktionen der Oberspannungswicklung (Abbildung 6.27b).

Da jedoch nur eine abweichende Dämpfung der Messkurve und keine Verschiebung von Resonanzstellen festgestellt wurde, wurde der Messaufbau eingehend untersucht. Hierbei wurde eine deutliche Korrosion der verwendeten Erdungsbänder an der verdeckten Übergangsstelle der aus Messing gefertigten Befestigungsglaschen und dem eigentlichen, aus Aluminium bestehenden Geflechtband festgestellt. Abbildung 6.27a zeigt die durch ungeeignete Wahl der Materialien entstandene Korrosion an



a) Feuchtigkeitskorrosion



b) Beeinflussung der Übertragungsfunktion

Abb. 6.27: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch Korrosion an den Erdungsbändern

den Übergängen. Nach Entfernung der Fremdschichten konnte die im Werk gemessene Übertragungsfunktion reproduziert werden.

Die algorithmische Bewertung in Tabelle 6.8 zeigt, dass nur der Algorithmus „Fehlerzahl“ die durch Veränderungen im Erdungssystem veränderte Übertragungsfunktion als Abweichung detektiert.

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	3,82 / 2,18 / 2,08	Normalzustand
NCEPRI	0,5818	Normalzustand
Fehlerzahl	627,9 kHz	Messung prüfen

Tab. 6.8: Mathematische Bewertung: Einfluss durch Korrosion an den Erdungsbändern am Beispiel eines einphasigen Maschinentransformators (266 MVA, 420/21 kVA)

### 6.3.11 Störungen

In teilweise in Betrieb befindlichen elektrischen Anlagen ist die Messung der Übertragungsfunktion in Abhängigkeit von der örtlichen Situation Störungen ausgesetzt, die über verschiedene Wege in den Messkreis einkoppeln:

- Induktive Störeinkopplung über betriebsfrequente Magnetfelder
- Kapazitive Einkopplung benachbarter Anlagen über elektrische Felder
- Gestrahlte Einkopplung breitbandiger Störer

Abbildung 6.28 zeigt unterschiedliche Störer und deren Auswirkungen in Abhängigkeit von der verwendeten Messimpedanz  $Z_{\text{Mess}}$  bei Messungen an einem Maschi-

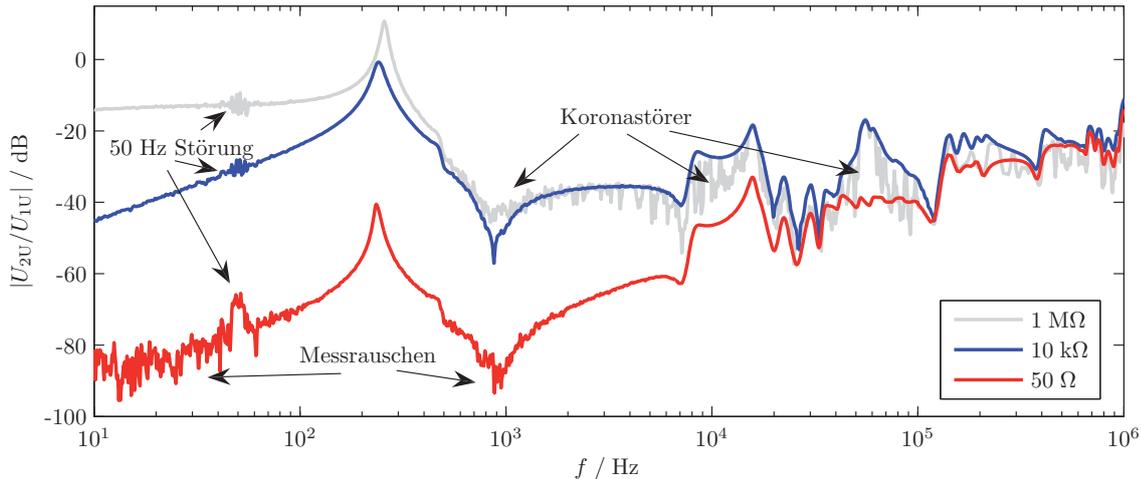


Abb. 6.28: Störeinflüsse bei unterschiedlichen Messimpedanzen  $Z_{\text{Mess}}$

mentransformator (850 MVA, 420/27 kV) der als Reserve in der Nähe des in Betrieb befindlichen Maschinentransformators unter einer 400-kV-Freileitung stand.

Während die induktive und kapazitive Störeinkopplung unabhängig von der verwendeten Messimpedanz auf die Netzfrequenz beschränkt ist, treten bei der hochohmigen Messung mit  $1\text{ M}\Omega$  breitbandige Störungen auf, bedingt durch die Koronaentladungen der benachbarten 400-kV-Freileitung.

Die übliche Messtechnik mit  $Z_{\text{Mess}} = 50\ \Omega$  kann bei Verwendung geschirmter Messleitungen und geeigneter Erdverbinder als hinreichend störfest betrachtet werden. Für einen ausreichenden Signal-zu-Rausch-Abstand ist eine Dynamik des Messsystems von 90 dB oder mehr erforderlich.

## 6.4 Reproduzierbarkeit der gemessenen Übertragungsfunktion

Da die Bestimmung der Übertragungsfunktion bislang eine vergleichende Messung ist, kommt der präzisen Reproduktion der Messkurve eine hohe Bedeutung zu. Gleichzeitig reagiert der Messvorgang empfindlich auf Veränderungen im Aufbau. Um eine Verwertbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen, muss der Messaufbau mit besonderer Sorgfalt behandelt werden. Insgesamt hat sich in der Praxis der Ansatz der *Minimierung der möglichen Freiheitsgrade* durchgesetzt [KWS<sup>+</sup>06, HL06b, WK06].

So werden die Möglichkeiten des Anwenders, bereits während des Messaufbaus und der Durchführung der Messung Fehler zu verursachen, eingeschränkt. Eine Standardisierung der verwendeten Komponenten sowie eine genaue Analyse der Fehlerinflüsse hat sich als nützlich erwiesen. Im Folgenden werden die wesentlichen Einflussfaktoren und Methoden zur Fehlerminimierung vorgestellt.

### 6.4.1 Wiederholung von Messungen mit gleichem Aufbau

Mit identischem Messaufbau kann eine nahezu deckungsgleiche Reproduktion der Übertragungsfunktion erreicht werden. Abbildung 6.29 zeigt die Messung an der Wicklung eines Maschinentransformators (430/27 kV, 740 MVA, Schaltgruppe YNd5) zwischen der Phase 1V und dem Sternpunkt 1N im Oberspannungssystem.

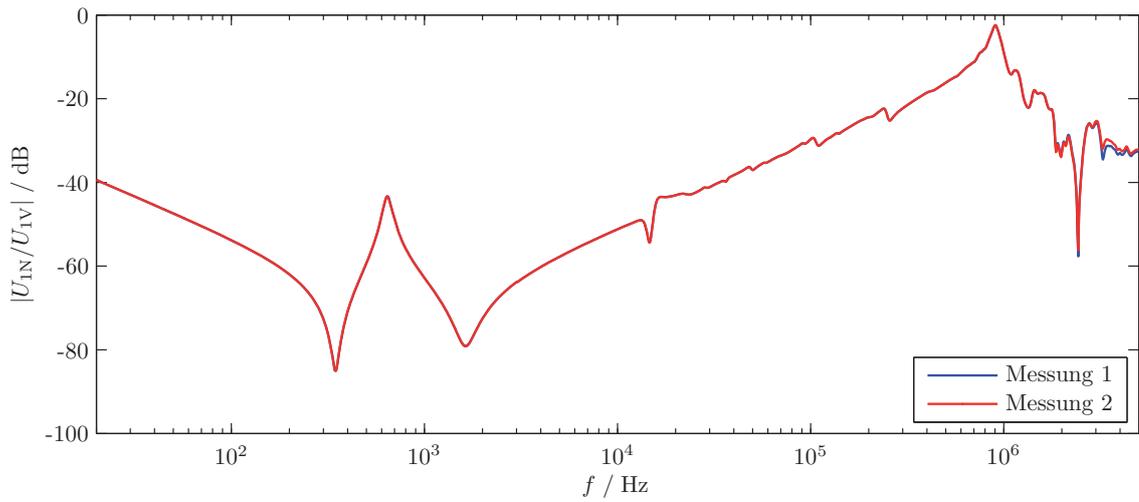


Abb. 6.29: Unmittelbare Wiederholung der Messung 1V–1N an einem Maschinentransformator (740 MVA, 430/27 kV)

Um sämtliche Einflüsse durch Veränderungen am Transformator auszuschließen (Temperatur, Magnetisierung, Alterung u.ä.) wurden die Übertragungsfunktionen unmittelbar hintereinander ausgeführt: Nach Messung 1 wurde das Messsystem vollständig demontiert und anschließend anhand der angefertigten Dokumentation wieder für Messung 2 am Transformator angebracht. Der Vergleich der Kurven zeigt sehr gute Übereinstimmung bis 3 MHz, erst jenseits dieser Frequenz ist eine abweichende Dämpfung der Kurven feststellbar. Die Lage der Resonanzstellen ändert sich jedoch nicht.

In der Praxis kann eine Messung nicht bei den hier gegebenen idealen Wiederholungsbedingungen reproduziert werden. Daher ergeben sich, abhängig vom Messobjekt, mehr oder weniger ausgeprägte Abweichungen. In Abschnitt 7.1 werden Messungen vorgestellt, die nach einer gewissen Zeit am gleichen Objekt wiederholt wurden.

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	5,80 / 6,40 / 3,93	Normalzustand
NCEPRI	0,0074	Normalzustand
Fehlerzahl	5,00 MHz	Normalzustand

Tab. 6.9: Mathematische Bewertung: Unmittelbare Wiederholung der Messung am Beispiel des Frequenzgangs 1U–1N eines Maschinentransformators (740 MVA, 430/27 kV)

### 6.4.2 Einfluss der Temperatur

Eine Vielzahl der zum Aufbau eines Leistungstransformators verwendeten Materialien verfügt über temperaturabhängige Materialeigenschaften [ITM06, Boz93]:

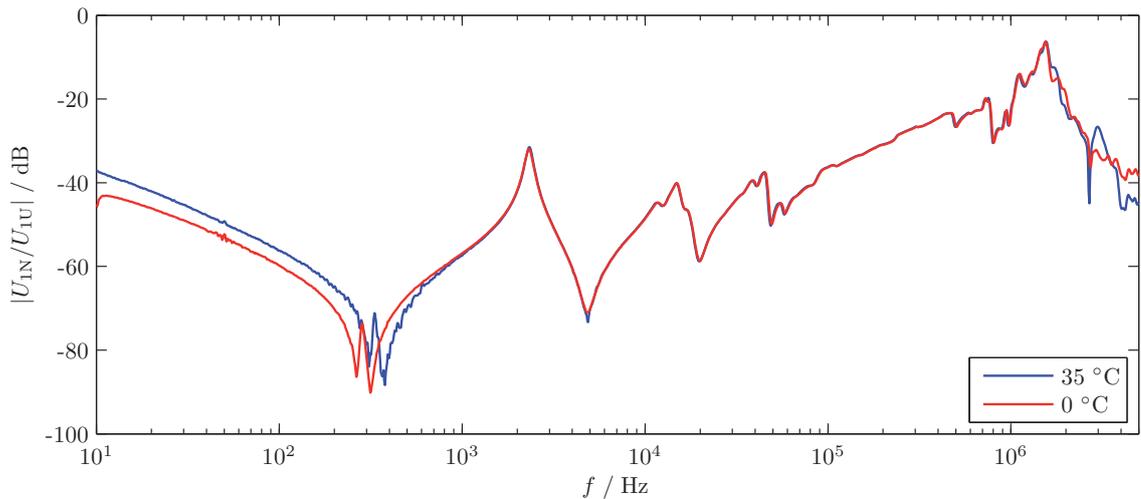
- elektrischer Widerstand der Wicklungen
- Leitfähigkeit der festen und flüssigen Isoliermaterialien
- relative Dielektrizitätszahl der Isolierflüssigkeit
- Permeabilität des Kerns

Da neben der räumlichen Anordnung der Bauelemente auch die Materialparameter die Übertragungsfunktion bestimmen, ist eine Temperaturabhängigkeit der Übertragungsfunktion zu erwarten.

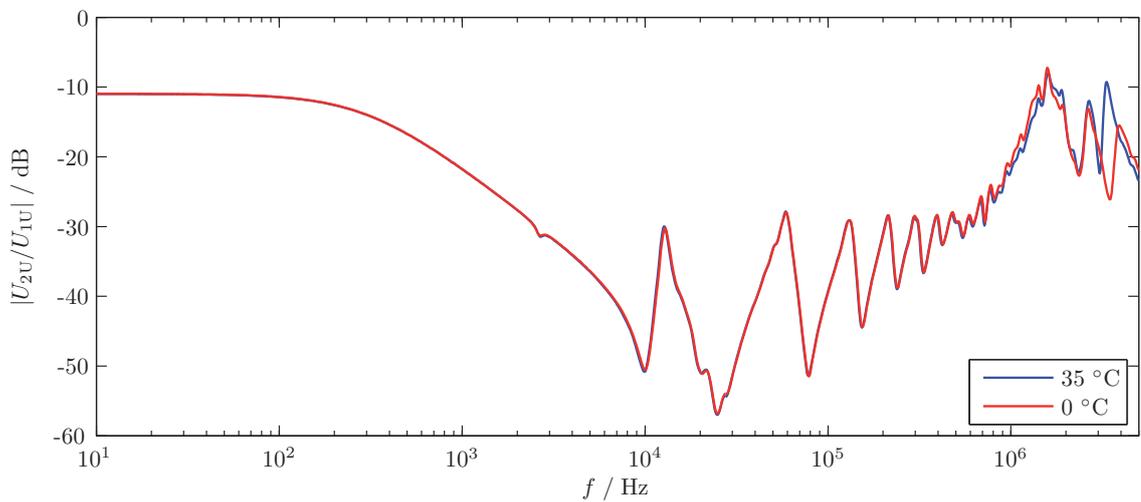
Abbildung 6.30 zeigt die wiederholte Messung an einem Netzkuppeltransformator. Ein beiden Fällen befand sich nach hinreichend langer Stillstandszeit die Aktivteilstemperatur auf Umgebungstemperaturniveau. Zwischen den Messungen liegt eine Temperaturdifferenz von 35 K.

Abbildung 6.30a zeigt die Übertragungsfunktion der Oberspannungswicklung zwischen den Klemmen 1U und 1N, in Abbildung 6.30b ist die frequenzabhängige Übersetzung zwischen dem 400-kV- und dem 110-kV-System (1U–2U) aufgetragen.

Die Messungen zeigen im Vergleich zu Untersuchungen mit gleicher Aktivteilstemperatur bei Ursprungs- und Wiederholungsmessung keine ausgeprägten Abweichungen im relevanten Frequenzbereich bis 2 MHz. Eine gewisse Abweichung im Bereich der Resonanz- und Antiresonanzstellen ist jedoch feststellbar, liegen aber im Bereich der Messgenauigkeit. Die Verschiebung der ersten Resonanz in Abbildung 6.30a ist nicht eindeutig auf Temperatureinflüsse rückführbar, da der die Kurve im Bereich niedriger Frequenzen beeinflussende Magnetisierungszustand des Kerns unbekannt ist.



a) Messung 1U-1N, Stufe 1



b) Messung 1U-2U, Sternpunkte geerdet, Stufe 10

Abb. 6.30: Beeinflussung der Übertragungsfunktionen durch die Temperatur des Aktivteils am Beispiel eines Netzkupplerttransformators (405/115 kV, 300 MVA)

Vergleich	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
Oberspannung 1U-1N	DL/T911-2004	2,98 / 2,94 / 1,38	Normalzustand
	NCEPRI	0,3781	Normalzustand
	Fehlerzahl	2,66 MHz	Normalzustand
Systemübertragung 1U-2U 1N, 2N geerdet	DL/T911-2004	3,24 / 2,37 / 1,91	Normalzustand
	NCEPRI	0,3953	Normalzustand
	Fehlerzahl	3,22 MHz	Normalzustand

Tab. 6.10: Mathematische Bewertung: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch die Temperatur am Beispiel eines 300-MVA-Netzkupplerttransformators

### 6.4.3 Transport von Leistungstransformatoren

Beim Transport von Leistungstransformatoren können durch unsachgemäße Handhabung unzulässige Kräfte auftreten, die das Aktivteil beschädigen können. Krafteinwirkungen entstehen durch Verrutschen des Transformators, beispielsweise beim Hochseetransport aufgrund von Seegang, Anstoßen bei unzureichendem Lichtraumprofil bei Landtransporten, schlechtem Gleiszustand beim Schienentransport oder auch unsachgemäßes Absetzen mit Hebewerkzeugen.

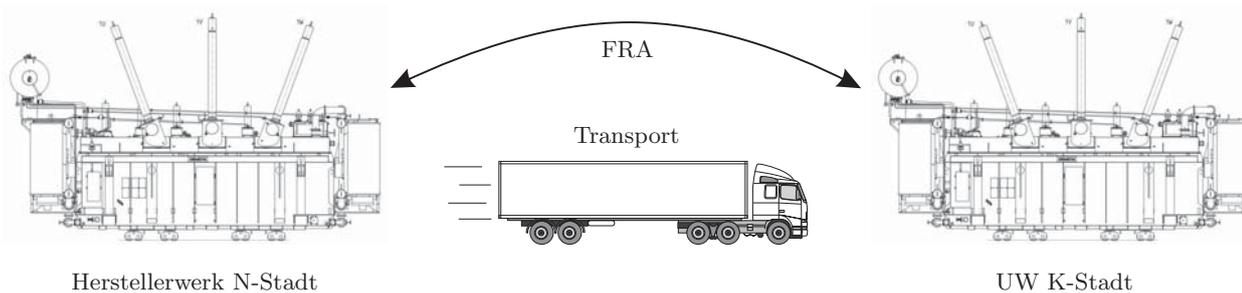


Abb. 6.31: Transportkontrolle eines Leistungstransformators

Zum Transport wird der Leistungstransformator daher mit Beschleunigungsrekordern ausgestattet, die am Zielort ausgelesen und auf unzulässige Beschleunigungen geprüft werden. Da es sich hierbei um Untersuchungen des mechanischen Zustands des Aktivteils handelt, bietet sich zusätzlich die Transportüberwachung durch Vergleich der Übertragungsfunktionen des Transformators an Start- und Zielort an.

An einem Maschinentransformator (850 MVA, 420/27 kV, Schaltgruppe YNd5) wurden vor und nach dem Transport verschiedene Übertragungsfunktionen gemessen. Es wurden die Übertragungsfunktionen zwischen den OS-Phasen und dem Sternpunkt sowie die Übertragungsfunktionen der US-Phasen untereinander aufgezeichnet. Der Transformator stand im einem süddeutschen Kraftwerk als Reservetransformator auf einer Freifläche und wurde rund 800 km in ein norddeutsches Kraftwerk transportiert und dort als Ersatz für einen defekten Maschinentransformator eingebaut.

Die beim Transport mitgeführten Rekorder zeigten keine unzulässigen Beschleunigungswerte für den Transformator. Es kann daher mit hoher Sicherheit davon ausgegangen werden, dass sich das Aktivteil zwischen den Messungen nicht mechanisch verändert hat.

Der Aufbau der FRA-Messung konnte anhand fotografischer Dokumentation der Erstmessung am neuen Standort exakt wiederholt werden. Jedoch sind die Erdungsverhältnisse an beiden Standorten stark unterschiedlich. Der Transformator war vor dem Transport auf der Freifläche des Kraftwerks über zwei Seilerden mit den Fundamenterden verbunden. Nach dem Transport wurde der Transformator zum

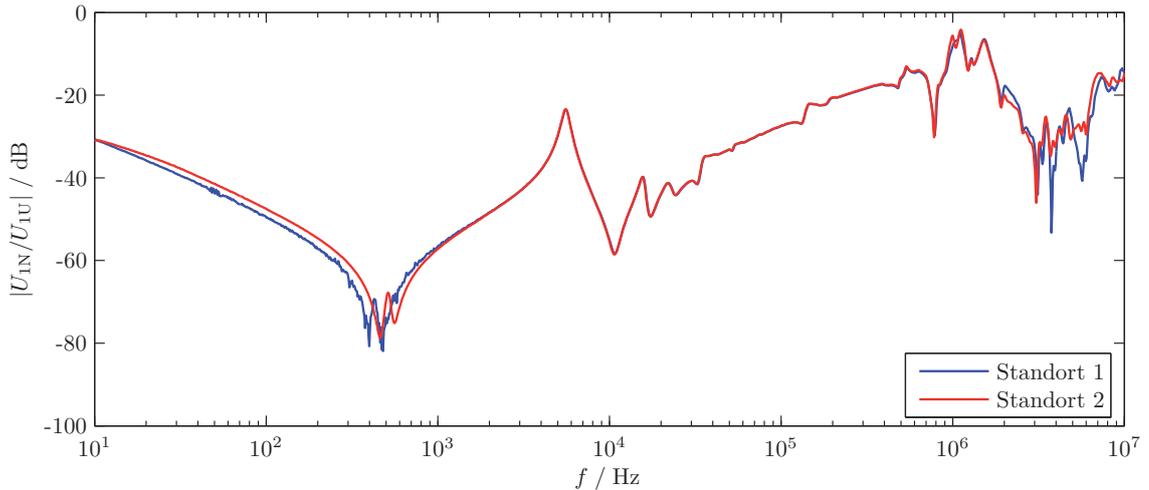


Abb. 6.32: Wiederholung einer Messung an verschiedenen Standorten, Maschinentransformator (850 MVA, 420/27 kV), Übertragungsfunktion Oberspannung 1U–1N, Stufe 1

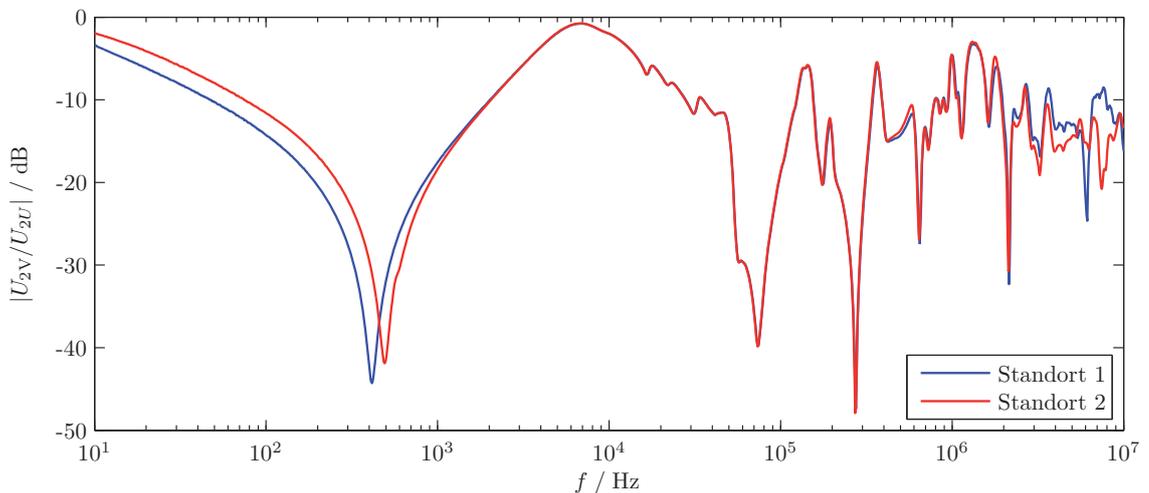


Abb. 6.33: Wiederholung einer Messung an verschiedenen Standorten, Maschinentransformator (850 MVA, 420/27 kV), Übertragungsfunktion Unterspannung 2U–2V

Betrieb aufgerüstet, hier sind eine Vielzahl von Erdverbindungen, unter anderem über die Unterspannungs-Ableitungen und andere geerdete Anbauteile vorhanden. Vor dem Transport wurde am ursprünglichen Standort nach der Messung der Übertragungsfunktion der Wicklungswiderstand durch Personal des Energieversorgers an allen Phasen gemessen. Daher kommt es bei der Wiederholung der Messung am neuen Standort zu Resonanzverschiebungen von ca. 100 Hz im Bereich des ersten Resonanzpunkts. Ab einer Frequenz von ca. 400 kHz zeigen sich minimale Abweichungen in der Übertragungsfunktion, beeinflusst durch das geänderte Erdungssystem.

Die mathematischen Bewertungskriterien, aufgeführt in Tabelle 6.11 diagnostizieren keinen Fehler, wie dies auch sein sollte.

Vergleich	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
Oberspannung 1U–1N	DL/T911-2004	3,66 / 3,35 / 1,85	Normalzustand
	NCEPRI	0,1887	Normalzustand
	Fehlerzahl	3,07 MHz	Normalzustand
Unterspannung 2U–2V	DL/T911-2004	3,73 / 2,61 / 1,92	Normalzustand
	NCEPRI	0,3864	Normalzustand
	Fehlerzahl	3,66 MHz	Normalzustand

Tab. 6.11: Mathematische Bewertung: Transport eines 850-MVA-Maschinentransformators

### 6.4.4 Messung mit Stromwandlern

Zur rückwirkungsarmen, breitbandigen Messung von Strömen finden Wandler mit ferromagnetischem Kern Verwendung, die gegenüber Rogowski-Wandlern oder niederohmigen Shuntwiderständen verhältnismäßig hohe Ausgangspegel bieten [Wat86].

Stromwandler arbeiten nach dem transformatorischen Prinzip, wobei der durch den Wandler geführte Leiter die Primärwicklung mit einer Windung darstellt. Der magnetische Fluss wird im Eisenkern geführt, der aus gepresstem Ferritpulver aufgebaut ist um die gewünschte hohe Bandbreite zu erhalten. Abbildung 6.34a skizziert das Konstruktionsprinzip.

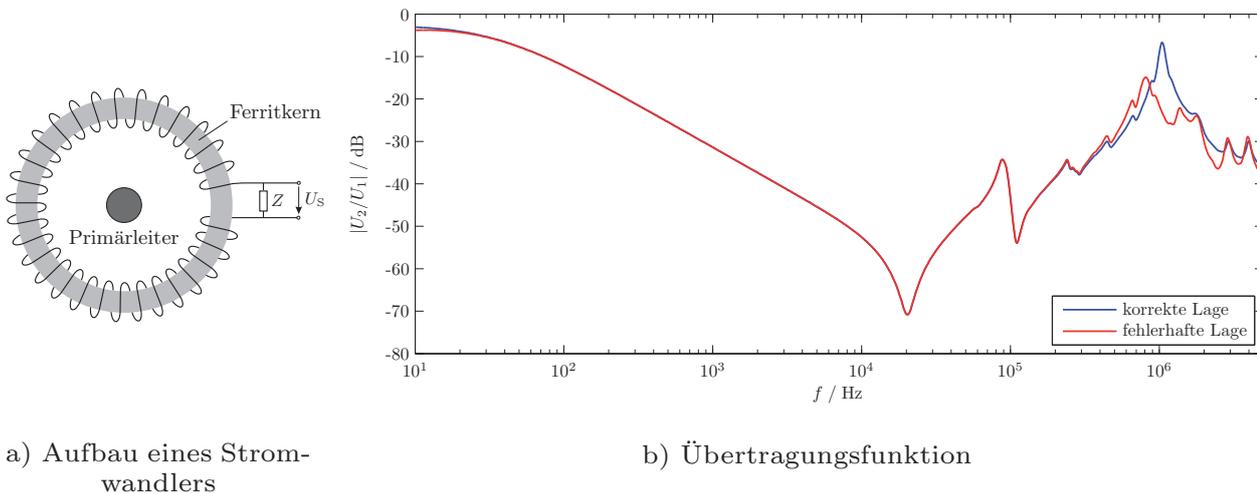


Abb. 6.34: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch Lageänderung des Stromwandlers am Beispiel eines Netzkupplerttransformators (300 MVA, 405/115 kV)

Bei der Verwendung von Stromwandlern ist die untere Grenzfrequenz  $f_{\min}$  zu beachten, unterhalb derer der Wandler kein lineares Übertragungsverhalten zeigt. Je nach Ausführung liegt  $f_{\min}$  im Bereich 40...400 Hz. Die obere Grenzfrequenz  $f_{\max}$  liegt mit mindestens 7 MHz außerhalb des für die Übertragungsfunktion relevanten

Frequenzbereichs. Weiterhin darf zur Vermeidung nichtlinearer Übertragung der Ferritkern nicht in Sättigung gebracht werden, hierbei ist das angegebene Strom-Zeit-Produkt zu beachten.

Die Messung der Eingangsimpedanz mit einem breitbandigen Stromwandler erweist sich in der Praxis als besonders empfindlich gegenüber Positionsänderungen am Messaufbau. Die Erfassung der Übertragungsfunktion ohne die Verwendung von Wandlern zeigt ein robusteres Verhalten, da der einfachere Messaufbau mit durchgehender galvanischer Kopplung weniger Freiheitsgrade zulässt.

Abbildung 6.34b zeigt die durch die Lageänderung des Stromwandlers hervorgerufene Änderung bei der Messung der Eingangsimpedanz einer Tertiärwicklung eines Netzkuppeltransformators. In der korrekten Lage ist der Primärleiter zentriert und orthogonal durch den Wandler geführt, in der fehlerhaften Lage ist der Wandler um 45° gekippt und der Leiter verläuft nicht mehr zentriert durch den Wandler. Ab 200 kHz macht sich die abweichende Position des Stromwandlers durch eine veränderte Dämpfung bemerkbar, ab 800 kHz kommt es zu Ausbildung unterschiedlicher Resonanzen.

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	5,10 / 2,89 / 0,16	keine Bewertung möglich
NCEPRI	0,8572	Normalzustand
Fehlerzahl	741,6 kHz	Messung prüfen

Tab. 6.12: Mathematische Bewertung: Beeinflussung durch Lageänderungen des Stromwandlers am Beispiel eines 300-MVA-Netzkuppeltransformators

### 6.4.5 Messung mit verschiedenen Geräten

Die erstmalige Erfassung der Übertragungsfunktionen (Fingerprint-Messung), die bei Inbetriebnahme eines Transformators durchgeführt wird, muss über die gesamte Lebensdauer wiederholbar bleiben. Messungen der Übertragungsfunktionen werden unter Umständen erst nach langer Zeit ereignisbezogen wiederholt.

Gerade computergestützte Messgeräte haben aufgrund der Softwarekompatibilität eine nur eine eingeschränkte Nutzungsdauer von typischerweise 10 Jahren. Um nicht von einem spezifischen Gerätehersteller oder einer Gerätegeneration bei der Durchführung der Untersuchungen innerhalb der wesentlich längeren Lebensdauer eines Leistungstransformators abhängig zu sein, ist es unabdingbar, dass mit unterschiedlichen FRA-Geräten durchgeführte Messungen vergleichbar sind.

Die Übertragungsfunktion wird bei gleicher Messobjektconfiguration und gleicher Messimpedanz im wesentlichen durch folgende Faktoren beeinflusst:

- Messspannung
- Qualität der Verbindung zwischen Messerde und Transformator-kessel
- verwendeter Kabelsatz

Die Übertragungsfunktion zwischen den Anschlüssen 1U und 1N des Oberspannungssystems eines Kraftwerk-Eigenbedarfstransformators (110/6.3 kV, 28 MVA) wurde in einem Ringversuch bei gleichen Bedingungen nacheinander mit drei unterschiedlichen SFRA-Geräten gemessen. Der Leistungstransformator befand sich im Temperaturgleichgewicht, die Wetterbedingungen waren konstant. Um den von den Herstellern garantierten Signal-zu-Rausch-Abstand zu erzielen, wurden die Geräte mit ihrer jeweiligen maximalen Ausgangsspannung betrieben. Es wurden die zu den Geräten gehörenden Klemmen, Kabel- und Erdungssätze verwendet. Die Erdpunkte wurden vor der Messung sorgfältig von Farbe und Korrosionsprodukten befreit.

Abbildung 6.35 zeigt die gute Übereinstimmung der Messungen. Ausschlaggebend für die bis 2 MHz vergleichbaren Ergebnisse sind hier die Verkabelung, die sich an den Erkenntnissen verschiedener Untersuchungen, z.B. Cigré WG A2.26 [CIG08], orientiert und die sorgfältige Kontaktierung zwischen Messerde und Transformator-kessel.

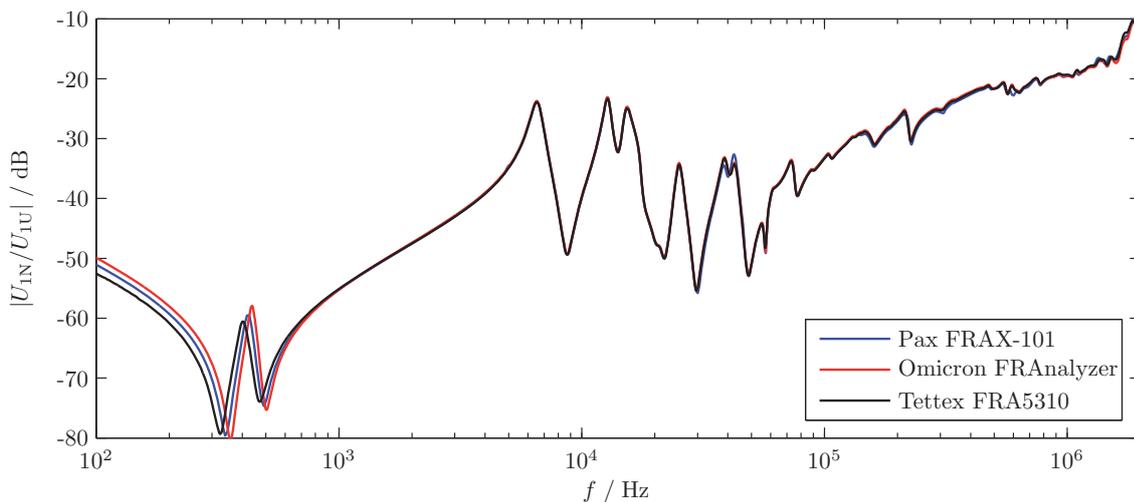


Abb. 6.35: Vergleich mehrerer SFRA-Geräte an einem 28-MVA-Transformator

Alle in diesem Versuch von den Herstellern zur Verfügung gestellten Kabelsysteme sind zur Messung der Übertragungsfunktion geeignet. Im Frequenzbereich zwischen 100 Hz und 900 Hz ist deutlich die Verschiebung der ersten Resonanzen der Übertragungsfunktion und ein abweichender Betrag der Kurve erkennbar. Dies ist in der

unterschiedlichen Messspannung der Geräte (siehe auch Spezifikationen der Geräte in Anhang B) und dem daraus resultierenden nichtlinearen Verhalten des Magnetkerns [HML07] begründet.

Eine algorithmische Bewertung dieser Messungen ist nicht unmittelbar möglich, da die Übertragungsfunktionen mit abweichenden, gerätespezifischen Frequenzpunkten aufgezeichnet wurden. Daher wurden an den mit dem Gerät „Tettex FRA5310“ aufgezeichneten Frequenzpunkten die mit den Geräten „Omicron FRAnalyzer“ und „Pax FRAX-101“ gemessenen Übertragungsfunktionen durch Interpolation ermittelt und mit den Algorithmen bewertet. Die Ergebnisse in Tabelle 6.13 belegen die gute Übereinstimmung der Messungen.

Geräte	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
Tettex FRA5310	DL/T911-2004	4,41 / 4,03 / 3,00	Normalzustand
Omicron FRAnalyzer	NCEPRI	0,1947	Normalzustand
	Fehlerzahl	2 MHz	Normalzustand
Tettex FRA5310	DL/T911-2004	3,09 / 2.61 / 2,13	Normalzustand
Pax FRAX-101	NCEPRI	0,4046	Normalzustand
	Fehlerzahl	2 MHz	Normalzustand
Omicron FRAnalyzer	DL/T911-2004	3,09 / 2.53 / 2,03	Normalzustand
Pax FRAX-101	NCEPRI	0,4864	Normalzustand
	Fehlerzahl	2 MHz	Normalzustand

Tab. 6.13: Mathematische Bewertung: Vergleich mehrerer SFRA-Geräte an einem 28-MVA-Transformator

### 6.4.6 Verschleiß des Stufenschalters

Das durch den Stufenschalter gewählte Übersetzungsverhältnis hat unmittelbar Auswirkung auf die Übertragungsfunktion. Dies gilt auch bei Messungen an Wicklungssystemen, die nicht mit dem Stufenschalter verbunden sind. Weiterhin ist die Position des Vorwählerkontaktes bei Messungen in Mittelstellung zu beachten.

Ein 43 Jahre alter Maschinentransformator (10.5/110 kV, 125 MVA) wurde vor seinem Transport einer Standarddiagnose unterzogen. Der Transformator war Teil eines seit einigen Jahren stillgelegten Kraftwerkblocks und sollte am neuen Standort weitere fünf Jahre bis zum Ersatz durch einen neuwertigen Transformator genutzt werden.

Bei der Diagnose der Oberspannungswicklung wurden Auffälligkeiten festgestellt: Der Wicklungswidstand war im Vergleich zur Messung im Werksprotokoll auf allen Stufenschalterstellungen in den drei Phasen der Oberspannung um 7–11% erhöht (siehe Abbildung 6.36a). Beim Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen bei gleicher Stufenstellung zeigen sich ungewöhnliche Abweichungen (Abbildung 6.37). Oberhalb von 30 kHz kommt es zu einer von der Stufenstellung stark abhängigen, zunehmenden Abweichung der drei Phasen untereinander.

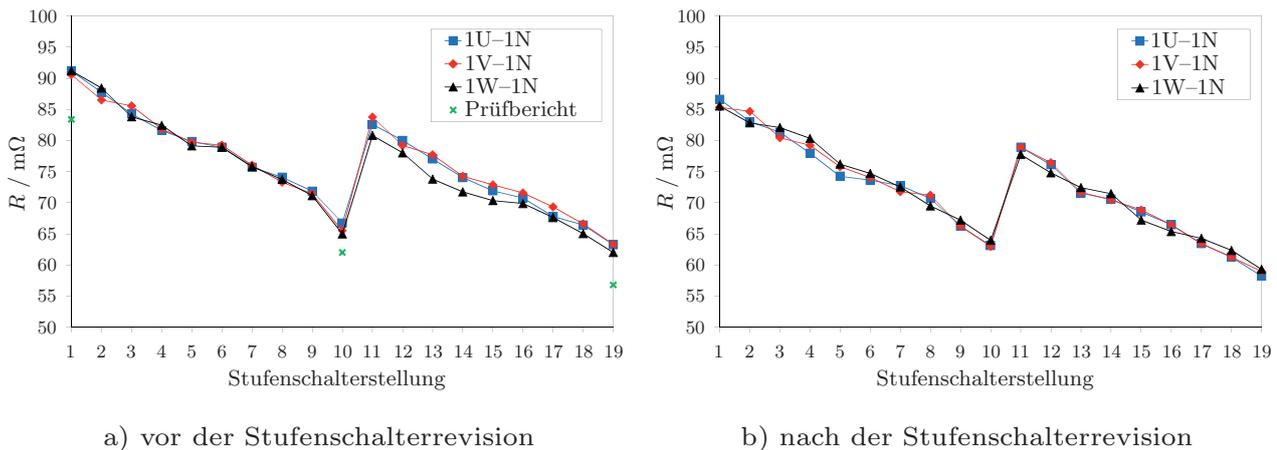


Abb. 6.36: Messung der Wicklungswiderstände der OS-Wicklung eines 125-MVA-Maschinentransformators

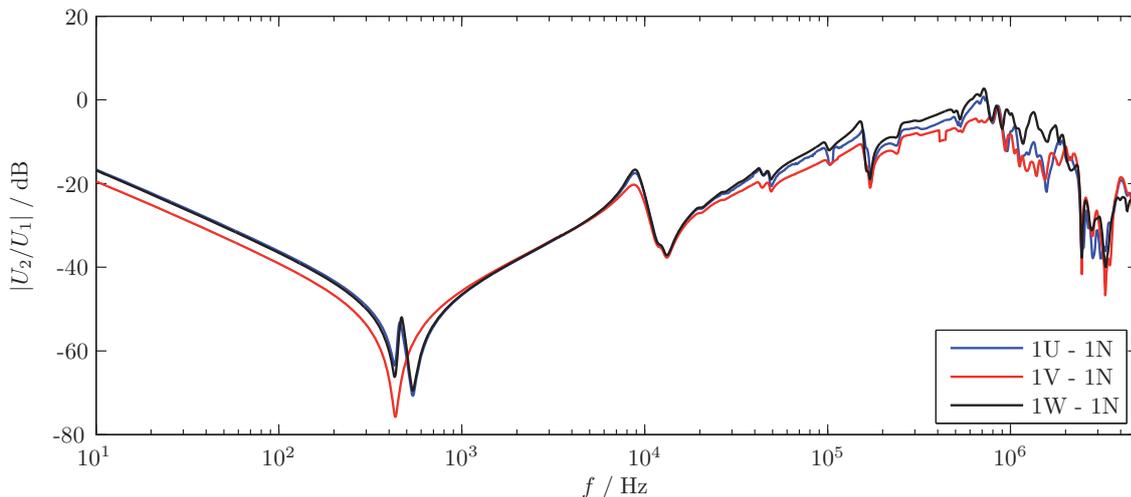


Abb. 6.37: Phasenvergleich der Frequenzgänge der OS-Wicklung eines Maschinentransformators (125 MVA, 110/10,5 kV), Stufe 10

Ein solches Fehlerbild lässt auf Beschädigungen am Stufenschalter schließen. Der Stufenschalter wurde daraufhin einer Revision durch den Hersteller unterzogen und die Messungen nach Erneuerung der abgenutzten Kontakte der Vorwähler und des Lastschalters wiederholt.

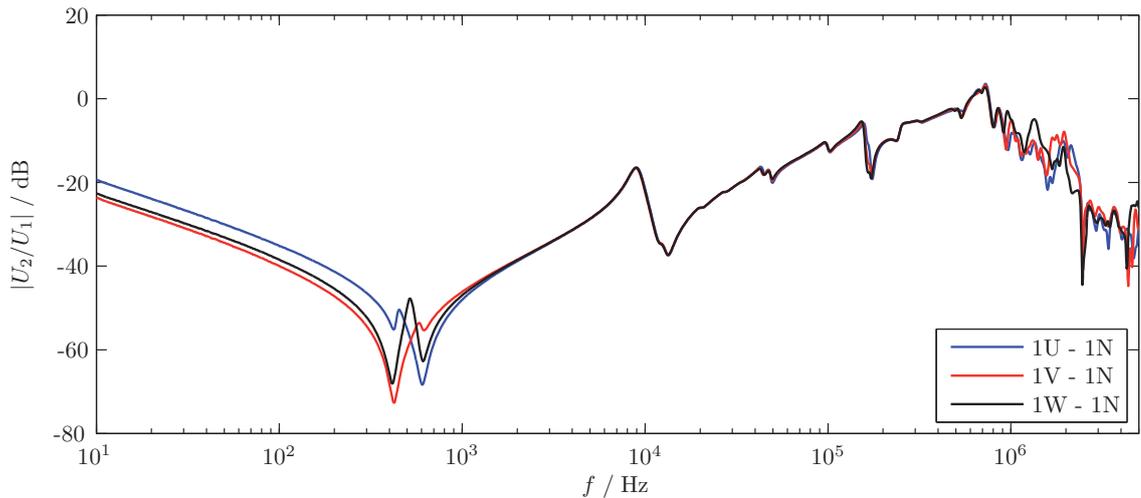


Abb. 6.38: Phasenvergleich der Frequenzgänge der OS-Wicklung nach der Revision des Stufenschalters eines Maschinentransformators (125 MVA, 110/10,5 kV), Stufe 10

Der Verlauf der Wicklungswiderstände über alle Stufen zeigt nun den für Leistungstransformatoren zu erwartenden gleichmäßigeren Verlauf (Abbildung 6.36b). Der Vergleich der Übertragungsfunktionen der drei OS-Phasen in Abbildung 6.38 zeigt eine wesentlich größere Übereinstimmung als vor der Revision.

Offensichtlich lassen sich Probleme an den Kontakten des Stufenschalter auch anhand der Übertragungsfunktion erfassen. Systematische Forschungen zu diesem Thema liegen jedoch noch nicht vor und sind Gegenstand zukünftiger Untersuchungen.

### 6.4.7 Kondensatordurchführungen

Kapazitiv gesteuerte Hochspannungsdurchführungen kontrollieren das elektrische Feld innerhalb des Durchführungskörpers über zylindrisch geschichtete, leitfähige Steuerbeläge. Der dem geerdeten Flansch nächstgelegene Belag ist häufig auf einen Prüfanschluss geführt, über den im Leistungsbetrieb die Erdung sicher gestellt ist. Die Anordnung der Steuerbeläge stellt eine Serienschaltung von Zylinderkondensatoren zwischen Hochspannungsanschluss und geerdetem Kessel dar, die Teil des RLCM-Netzwerk sind, aus dem die Übertragungsfunktion resultiert.

#### 6.4.7.1 Messung der Übertragungsfunktion mit demontierten Durchführungen

Es stellt sich die Frage, welchen Einfluss Kondensatordurchführungen auf die zwischen den Oberspannungsanschlüssen eines Transformators gemessene Übertragungsfunktion hat.

Hierzu wurden an zwei identisch konstruierten, einphasigen Maschinentransformatoren (33 MVA, 115/6.6 kV, kein Sternpunkt) die Übertragungsfunktionen zwischen den Anschlüssen 1U und 1V der Oberspannungswicklung aufgezeichnet (Abbildung 6.39). Transformator 1 verfügte über montierte Kondensatordurchführungen an beiden Phasenanschlüssen, an Transformator 2 wurden die Messungen direkt am Anschlussbolzen der Wicklungsableitung ohne montierte Durchführungen vorgenommen. Beide Aktivteile standen hierbei vollständig unter Isolieröl.

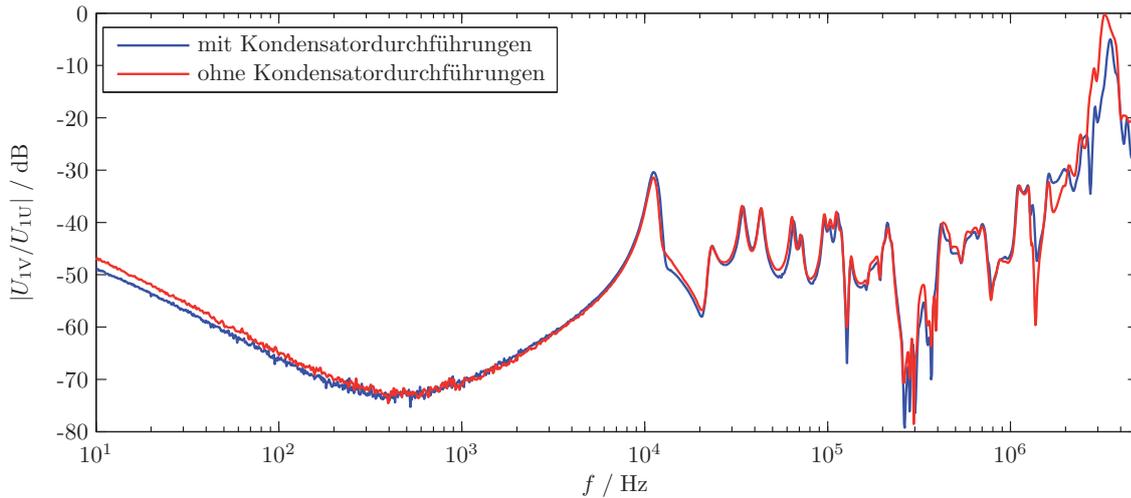


Abb. 6.39: Beeinflussung der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen zweier konstruktionsgleicher Einphasen-Transformatoren (33 MVA, 115/6,6 kV) durch Kondensatordurchführungen

Wie in Abschnitt 7.3 gezeigt wird, haben konstruktionsgleiche Transformatoren bei gleichem Messaufbau sehr ähnliche Übertragungsfunktionen. Insbesondere im Frequenzbereich zwischen jenseits der ersten durch den Magnetkern beeinflussten Resonanz und 750 kHz sind bei korrekter Durchführung der Messung die Übertragungsfunktionen nahezu deckungsgleich.

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	2,21 / 1,39 / 1,57	Normalzustand
NCEPRI	2,2307	Normalzustand
Fehlerzahl	62,8 kHz	Messung prüfen

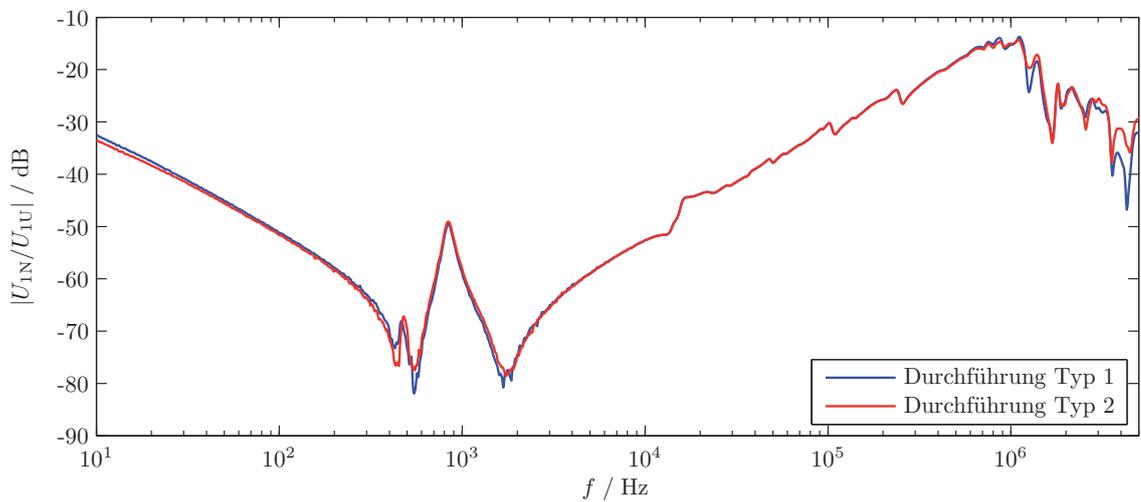
Tab. 6.14: Mathematische Bewertung: Beeinflussung der Übertragungsfunktion einer Transformatorwicklung mit und ohne Kondensatordurchführungen

Es zeigt sich, dass beim Vergleich der Messungen mit und ohne Durchführungen bereits ab 10 kHz stärkere Abweichungen entstehen, als beim Vergleich baugleicher Transformatoren zu erwarten wäre. Die Abweichung wird nur durch den Algorith-

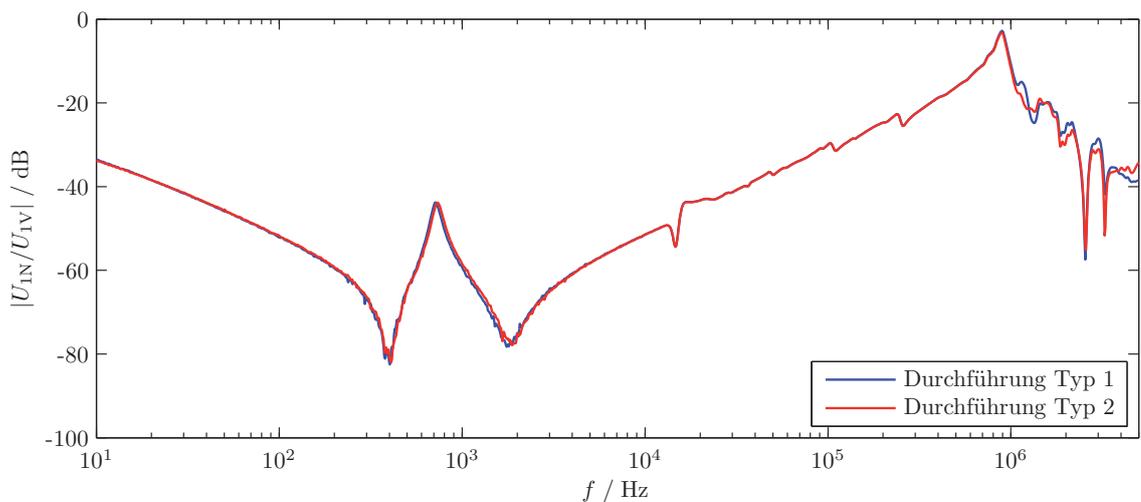
mus „Fehlerzahl“ detektiert. Messungen mit und ohne Kondensatordurchführungen können also nur eingeschränkt miteinander verglichen werden.

### 6.4.7.2 Austausch von Durchführungen

Weniger Einfluss hat der Austausch von Kondensatordurchführungen durch solche mit abweichendem internen Aufbau. An einem Maschinentransformator (740 MVA, 430/27 kV) wurden an allen Phasen der Oberspannung die Kondensatordurchführungen mit Öl-Papier-Isoliersystem aufgrund von Alterung gegen eingelagerte Durchführungen gleicher mechanischer Abmessungen getauscht. Die Kondensatordurchführung des Sternpunkts 1N wurde nicht getauscht.



a) Messung 1U–1N



b) Messung 1V–1N

Abb. 6.40: Übertragungsfunktionen nach Tausch von OIP-Kondensatordurchführungen an einem Maschinentransformator (420/27 kV, 740 MVA)

Mit beiden Durchführungstypen (siehe Tabelle 6.15) wurden im montierten Zustand die Übertragungsfunktionen des Maschinentransformators gemessen. Die auftretenden Abweichungen liegen im Rahmen der Messgenauigkeit und entsprechen den Abweichungen bei Wiederholung einer Messung bei einem unveränderten Transformator. Bei ähnlicher Hauptkapazität der Durchführungen ist der Einfluss auf die Übertragungsfunktion offensichtlich vernachlässigbar, dies zeigt auch die algorithmische Bewertung in Tabelle 6.16, die keine Abweichungen erkennt.

Bezeichnung	„Typ 1“	„Typ 2“
Bauform	OKTFd	WTF RWE Einheitstyp
Hersteller	F&G (HSP)	Micafil (ABB)
Spannungsreihe	420/1800 kV	420/1800 kV
gemessene Hauptkapazität $C_1$	402 pF (Phase U) 386 pF (Phase V)	387 pF (Phase U) 395 pF (Phase V)

Tab. 6.15: Ausgetauschte Öl-Papier-Durchführungen an einem Maschinentransformator

Messung	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
1U–1N	DL/T911-2004	3,13 / 4,84 / 0,81	Normalzustand
	NCEPRI	0,0586	Normalzustand
	Fehlerzahl	3,88 MHz	Normalzustand
1V–1N	DL/T911-2004	3,06 / 5,33 / 2,54	Normalzustand
	NCEPRI	0,0356	Normalzustand
	Fehlerzahl	2,55 MHz	Normalzustand

Tab. 6.16: Mathematische Bewertung: Austausch von Kondensatordurchführungen, Phasen 1U und 1V an einem 740-MVA-Maschinentransformator

## Kapitel 7

# Auswertung der Übertragungsfunktion

Stehen mehrere Übertragungsfunktionen eines Transformators oder die Übertragungsfunktionen identisch konstruierter Transformatoren zur Verfügung, ergeben sich verschiedene Vergleichsmöglichkeiten:

- Zeitbasierter Vergleich am gleichen Transformator
- Phasenbasierter Vergleich innerhalb des gleichen Wicklungssystems
- Vergleich baugleicher Transformatoren

Die aufgeführten Vergleichsmöglichkeiten werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt und ihre Aussagekraft wird am Beispiel verschiedener, großer Maschinen- und Netzkuppeltransformatoren untersucht.

### 7.1 Zeitbasierter Vergleich

Der Vergleich zweier mit zeitlichem Abstand aufgezeichneten Übertragungsfunktionen bietet prinzipiell unter den vorgestellten Vergleichsverfahren die höchste Empfindlichkeit zur Erkennung von Abweichungen, die durch mechanische Veränderungen im Aktivteil eines Transformators verursacht worden sind. Der Einfluss des Messaufbaus auf die Übertragungsfunktion wurde eingehend in Abschnitt 6.3 untersucht und stellt hier die Hauptursache von Abweichungen dar.

Die Abbildungen 7.1 und 7.2 zeigen die nach 10 Monaten wiederholt gemessenen Übertragungsfunktionen der Ober- und Unterspannungswicklung eines Maschinentransformators (970 MVA, 425/27 kV). Die nach 2,5 Jahren wiederholten Messungen an einem kleineren, einphasigen Maschinentransformator (33 MVA, 110/6,6 kV) sind in den Abbildungen 7.3 und 7.4 dargestellt.

Zwischen den Messungen befanden sich beide Transformatoren im Leistungsbetrieb. Es wurden jedoch keine Vorkommnisse aufgezeichnet, die eine übermäßige mechanische Beanspruchung der Wicklungen durch Stromkräfte erwarten lassen. Es ist

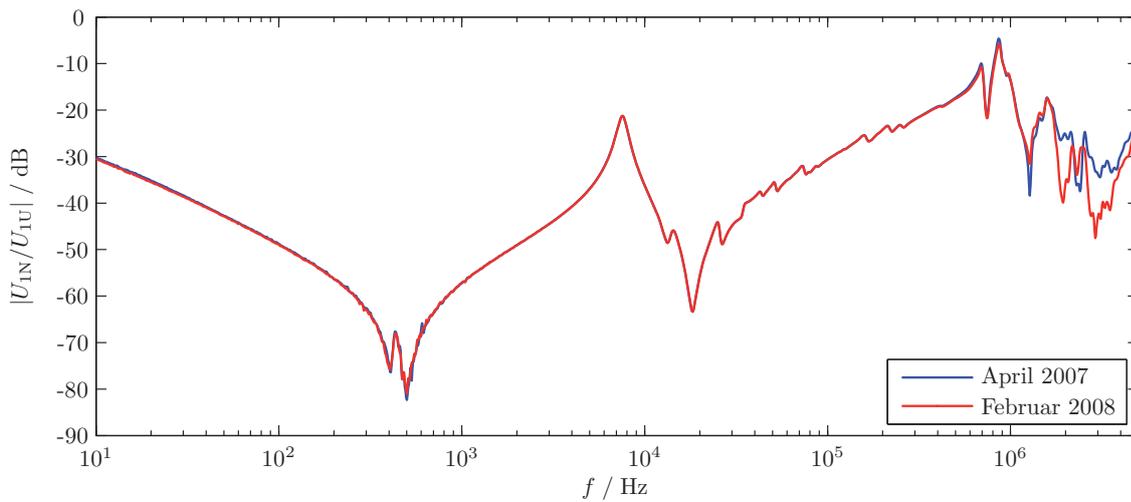


Abb. 7.1: Wiederholung der Messung der Übertragungsfunktion 1U–1N an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV) nach 10 Monaten

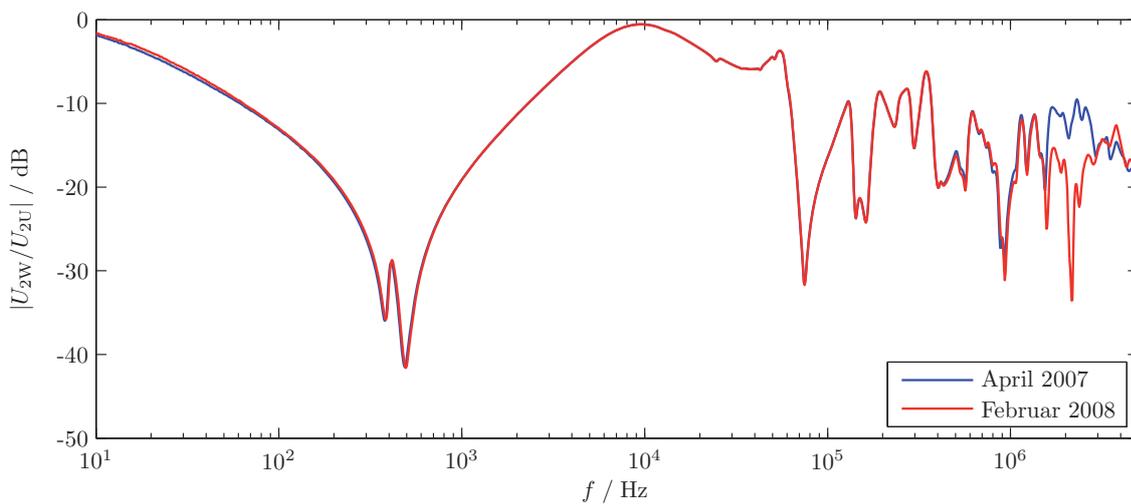


Abb. 7.2: Wiederholung der Messung der Übertragungsfunktion 2U–2W an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV) nach 10 Monaten

Vergleich	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
Oberspannung 1U–1N	DL/T911-2004	4,47 / 3,88 / 2,07	Normalzustand
	NCEPRI	0,0883	Normalzustand
	Fehlerzahl	1,86 MHz	Normalzustand
Unterspannung 2U–2V	DL/T911-2004	4,26 / 2,98 / 1,73	Normalzustand
	NCEPRI	0,1822	Normalzustand
	Fehlerzahl	1,66 MHz	Normalzustand

Tab. 7.1: Mathematische Bewertung: Zeitbasierter Vergleich an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV)

daher wahrscheinlich, dass der mechanische Zustand der Aktivteile bei beiden Messungen identisch war.

Die mathematische Bewertung in Tabelle 7.1 und 7.2 zeigt, dass die Übertragungsfunktionen des kleineren 30-MVA-Transformators präziser wiederholt werden können. Jedoch tritt eine relevante Abweichung am großen 970-MVA-Transformator erst jenseits 1,5 MHz auf. Dieser Effekt dürfte auf den im Vergleich zur Messung am 30-MVA-Transformator räumlich ausgedehnteren Messaufbau zurückzuführen sein.

Unabhängig von der Größe des Transformators lässt sich mit dem verwendeten und in Abschnitt 6.4 beschriebenen Prinzip zur Herstellung eines reproduzierbaren Messaufbaus eine gute Wiederholbarkeit erreichen.

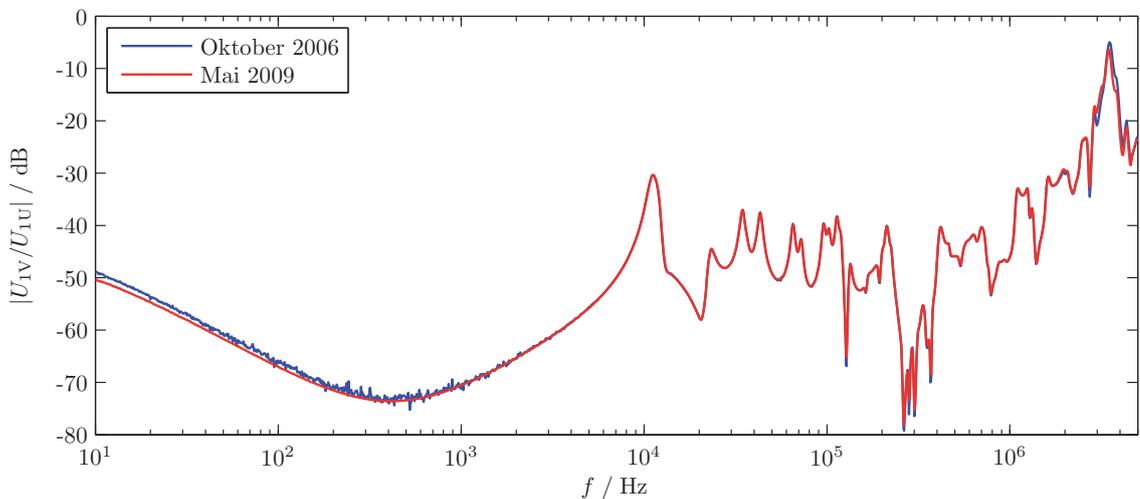


Abb. 7.3: Wiederholung der Messung der Übertragungsfunktion 1U–1V an einem Maschinentransformator (33 MVA, 110/6,6 kV) nach 2,5 Jahren

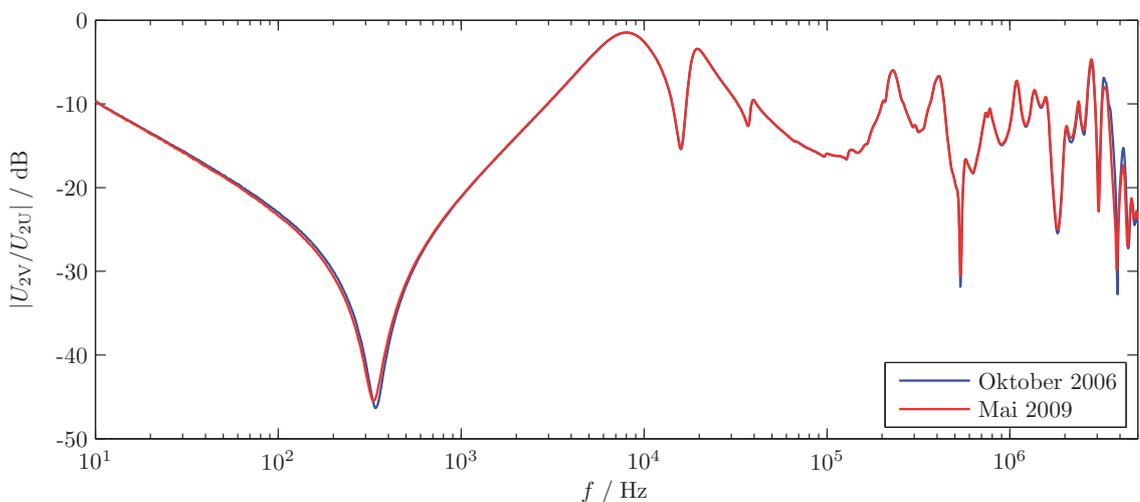


Abb. 7.4: Wiederholung der Messung der Übertragungsfunktion 2U–2V an einem Maschinentransformator (33 MVA, 110/6,6 kV) nach 2,5 Jahren

Vergleich	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
Oberspannung	DL/T911-2004	3,96 / 3,32 / 3,60	Normalzustand
	NCEPRI	0,1918	Normalzustand
	Fehlerzahl	5 MHz	Normalzustand
Unterspannung	DL/T911-2004	5,15 / 3,50 / 3,77	Normalzustand
	NCEPRI	0,0261	Normalzustand
	Fehlerzahl	5 MHz	Normalzustand

Tab. 7.2: Mathematische Bewertung: Zeitbasierter Vergleich an einem 33-MVA-Maschinentransformator

Bei der wiederholten Messung an Großtransformatoren ist bei sachgemäßer Handhabung die gemessene Übertragungsfunktion bis mindestens 1,5 MHz nahezu deckungsgleich reproduzierbar. Jenseits dieser Frequenz nehmen Abweichungen zu, kleinste Veränderungen des Messaufbaus führen zu deutlichen Änderungen am Kurvenverlauf der Übertragungsfunktion.

Bei der Wiederholung der Messung am gleichen Objekt kommt der Dokumentation der Ursprungsmessung eine große Bedeutung zu: Die Verwendung identischer Anschluss- und Erdungspunkte garantiert eine möglichst gleiche Rückwirkung des Aufbaus auf die Übertragungsfunktion des Transformators wie bei der Ursprungsmessung. Weitere die Reproduzierbarkeit bei identischem Messobjekt beeinflussende Faktoren wurden in Abschnitt 6.4 behandelt.

## 7.2 Phasenbasierter Vergleich

Verfügt ein Transformator über mehrere bewickelte Schenkel, wie es bei Drehstromtransformatoren der Fall ist, sind bei nahezu allen Transformatoren die Wicklungen auf jedem Kernschenkel identisch aufgebaut. Im Schadensfall kommt es zu einer uneinheitlichen mechanischen Veränderung der Wicklungen auf den Schenkeln. Somit lassen sich die Phasen eines Spannungssystems zum Vergleich untereinander heranziehen. Die Messung der Übertragungsfunktion erfolgt durch zyklisches Vertauschen der Prüfschaltung an den Phasen.

Die folgenden Abschnitte zeigen, dass der Frequenzbereich, in dem ein Vergleich aufgrund der Ähnlichkeit der Übertragungsfunktionen auswertbar ist, stark von der Konstruktion des Transformators abhängig ist. Unter Umständen sind die Übertragungsfunktionen der Wicklungen so stark uneinheitlich, dass eine sinnvolle, vergleichende Interpretation nicht möglich ist.

Diese Vergleichsmethode ist momentan die einzige praktikable Auswertemethode, wenn weder Messungen aus der Vergangenheit noch baugleiche Leistungstransformatoren zum Vergleich zur Verfügung stehen.

Aufgrund der offensichtlichen Abweichungen wurden die Übertragungsfunktionen keinem Vergleich durch die in Abschnitt 5.4 vorgestellten Algorithmen unterzogen.

### 7.2.1 Maschinentransformatoren

Die Abweichung ist durch den Aufbau des Aktivteils und die In-Line-Anordnung der Wicklungen der drei Phasen im Kessel begründet. Bei großen Leistungstransformatoren kommen fünfschenkige Magnetkerne zum Einsatz. Aufgrund der Einbauposition ergeben sich für jede Wicklung abweichende Streukapazitäten zum Kessel und zum geerdeten Kern.

Weiterhin haben durch die Anordnung des Stufenschalters die Ableitungen zwischen Regelwicklung und Stufenschalter stark abweichende Längen, Abbildung 7.5 verdeutlicht die prinzipielle Anordnung der Wicklungen und des Eisenkerns im Kessel bei Maschinentransformatoren.

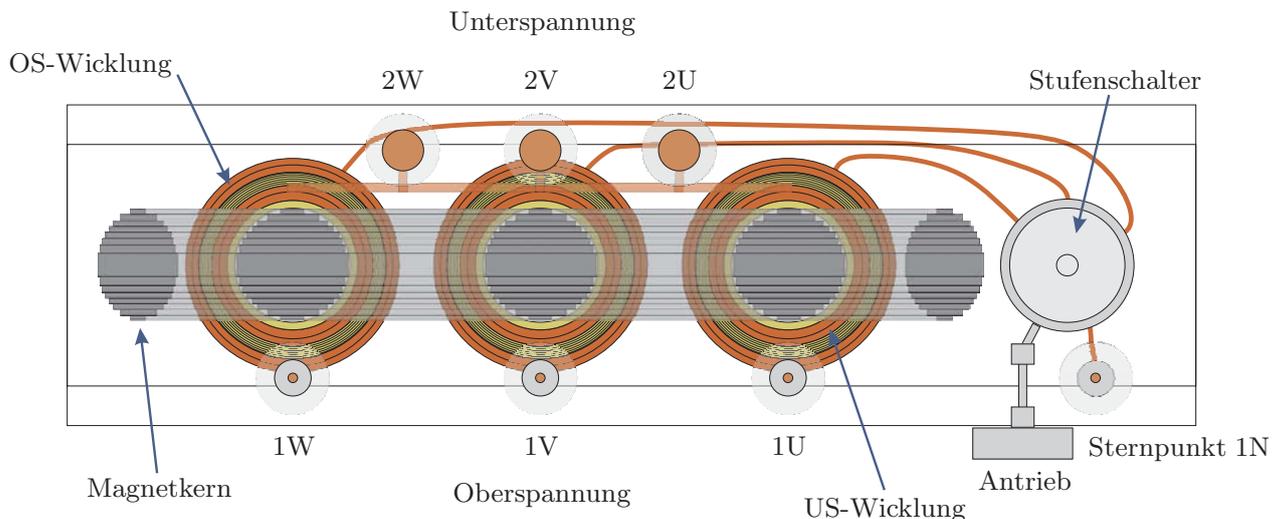


Abb. 7.5: Aufsicht auf einen Maschinentransformator mit Stufenschalter

Auch wenn kein Stufenschalter vorhanden ist, sind die direkt auf die Sternpunktdurchführung geführten Ableitungen unterschiedlich lang. Dies führt trotz gleichem konstruktiven Aufbau der Wicklungen zu Abweichungen der Übertragungsfunktionen untereinander. Die Frequenzgrenze, bis zu der ein Vergleich der Phasen untereinander möglich ist, hängt unmittelbar von der Konstruktion des Transformators ab. Abbildung 7.6 zeigt den Phasenvergleich der Oberspannung eines Maschinentransformators (425/27 kV, 970 MVA) ohne Stufwicklung. Außer der durch die Geometrie des Magnetkerns verursachten Abweichung in der ersten Resonanzstelle

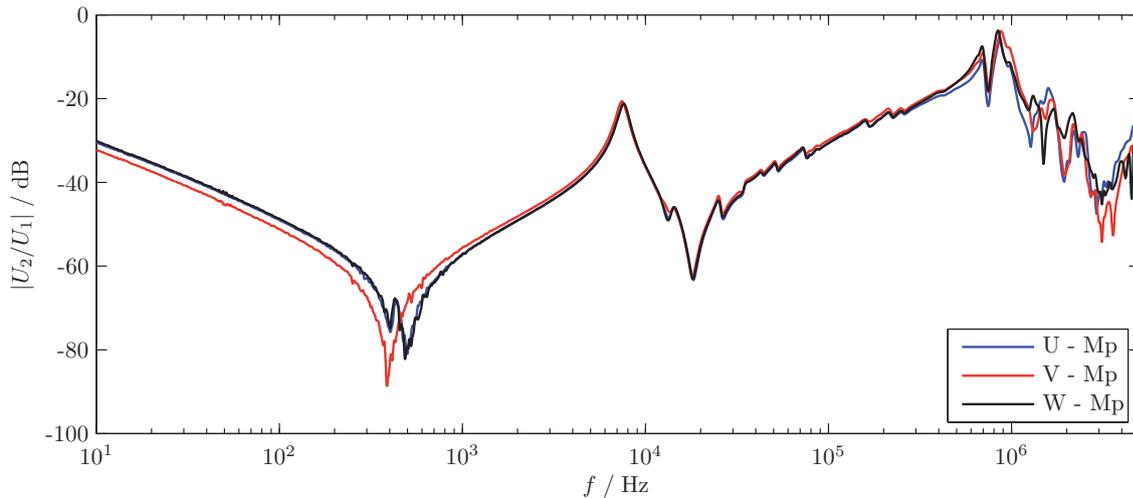


Abb. 7.6: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV), kein Stufenschalter

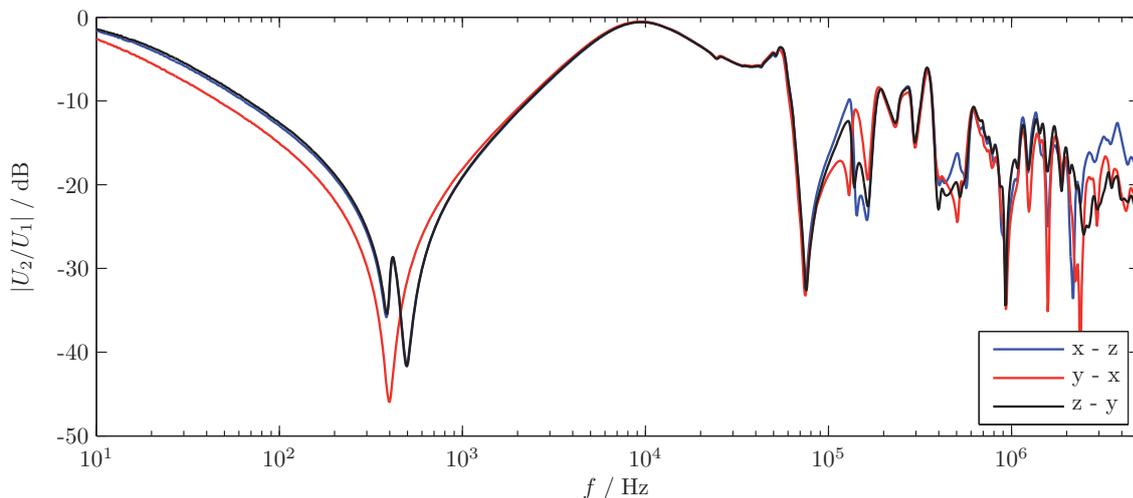


Abb. 7.7: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV)

sind die Übertragungsfunktionen bis 450 kHz nahezu deckungsgleich und nehmen anschließend bis 1 MHz einen ähnlichen Verlauf.

Betrachtet man die Übertragungsfunktionen der Oberspannungsphasen eines vergleichbaren Maschinentransformators mit Stufenschalter (gleicher Hersteller, identische Spannungsebene und ähnliche Bemessungsleistung) in Abbildung 7.8, so fällt im Vergleich zum vorherigen Transformator eine Abweichung der Funktionen zwischen 30 und 50 kHz auf, die offensichtlich durch die zusätzlich vorhandene Stufenwicklung und ihre Anzapfungen verursacht wird.

Bei intern im Dreieck geschalteten Spannungssystemen sind die Anschlüsse der Wicklungen nicht einzeln zugänglich, eine Messung an den von außen zugänglichen Anschlüssen erfasst immer sämtliche Wicklungen eines Dreiecks. Die Übertragungs-

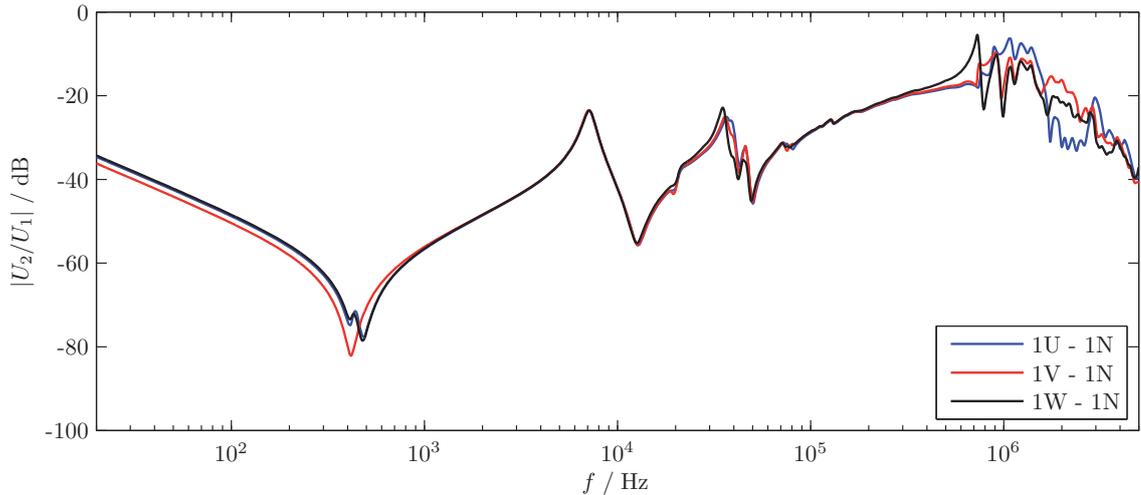


Abb. 7.8: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen an einem Maschinentransformator (780 MVA, 420/27 kV), Stufe 1

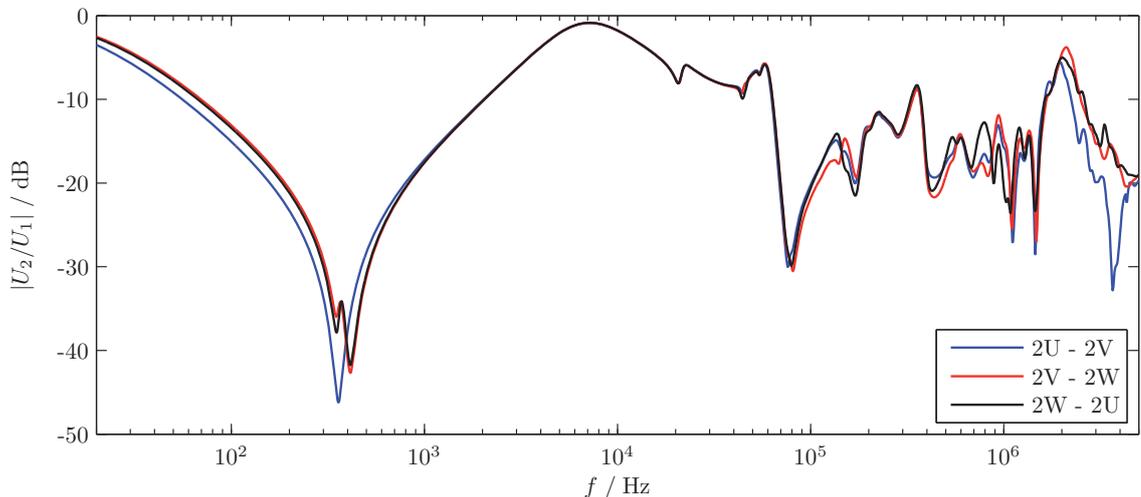


Abb. 7.9: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen an einem Maschinentransformator (780 MVA, 420/27 kV)

funktionen von Unterspannungswicklungen (Abbildungen 7.7 und 7.9) lassen sich nur in einem begrenztem Umfang miteinander vergleichen: Bereits ab 100 kHz ergeben sich erhebliche Abweichungen, die keinen sinnvollen Vergleich jenseits dieser Frequenz erlauben.

### 7.2.2 Netztransformatoren

Während dreiphasige Maschinentransformatoren über zwei Spannungssysteme verfügen, weisen Netztransformatoren zur Kupplung zweier Hochspannungsnetze neben den eigentlichen Hochspannungssystemen in Sternschaltung ein drittes System in Dreieckschaltung auf, meist als Mittelspannungssystem ausgeführt. Dieses System dient neben der Eigenbedarfsauskopplung für Umspannanlagen der Vermeidung

einer ungleichmäßigen Durchflutung des magnetischen Kerns im Falle unsymmetrischer Belastung der Hochspannungssysteme.

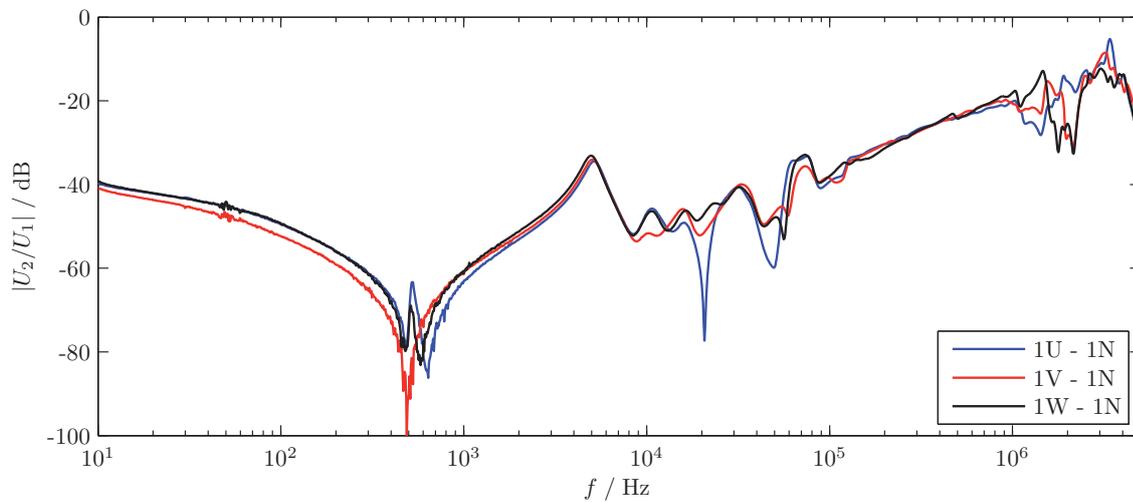


Abb. 7.10: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen an einem Netztransformator (40 MVA, 110/20 kV), Stufe 1

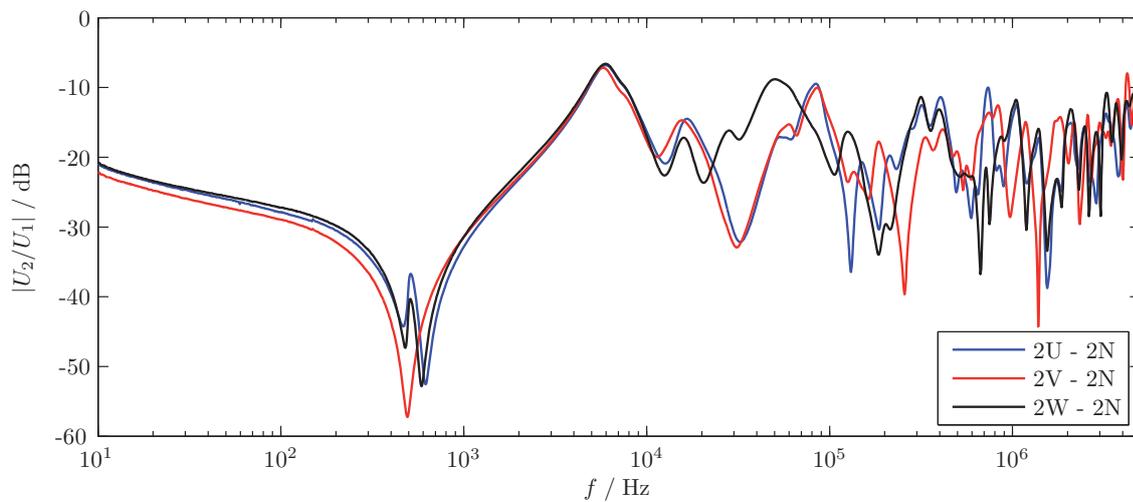


Abb. 7.11: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen an einem Netztransformator (40 MVA, 110/20 kV)

Die Abbildungen 7.10 und 7.11 zeigen die Phasenvergleiche des Ober- und Unter Spannungssystems eines 40 MVA Netzkuppeltransformators. Im Vergleich zu den betrachteten Maschinentransformatoren treten hier deutlich ausgeprägtere Abweichungen zwischen den Phasen auf. Auch bei weiteren Transformatoren dieser Bemessungsleistung, wie sie typischerweise zur Kupplung von Hoch- und Mittelspannungsnetzen zum Einsatz kommen, wurde eine schlechte Vergleichbarkeit der Phasen beobachtet.

Die Übertragungsfunktionen der Primär-, Sekundär- und Tertiärsysteme eines 300-MVA-Netzkuppeltransformators zeigen die Abbildungen 7.12 bis 7.14. Hierbei ent-

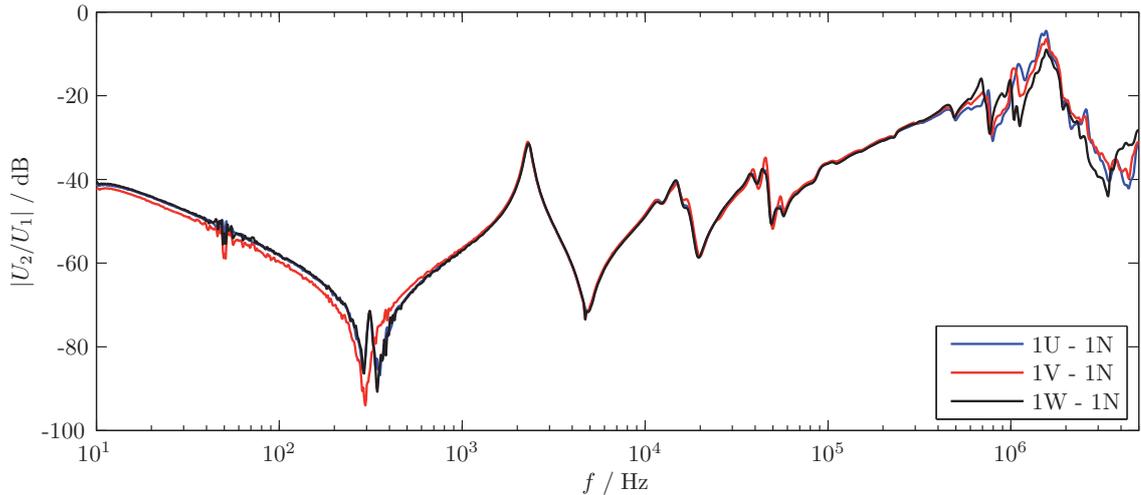


Abb. 7.12: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen an einem Netztransformator (300 MVA, 405/115/22 kV), Stufe 1

sprechen die Übertragungsfunktionen des 400-kV- und 110-kV-Systems in der Vergleichbarkeit der Phasen den Oberspannungssystemen von Maschinentransformatoren. Das im Dreieck geschaltete tertiäre Mittelspannungssystem weist auch an diesem Transformator bereits unterhalb 100 kHz deutliche Abweichungen der Phasen untereinander auf.

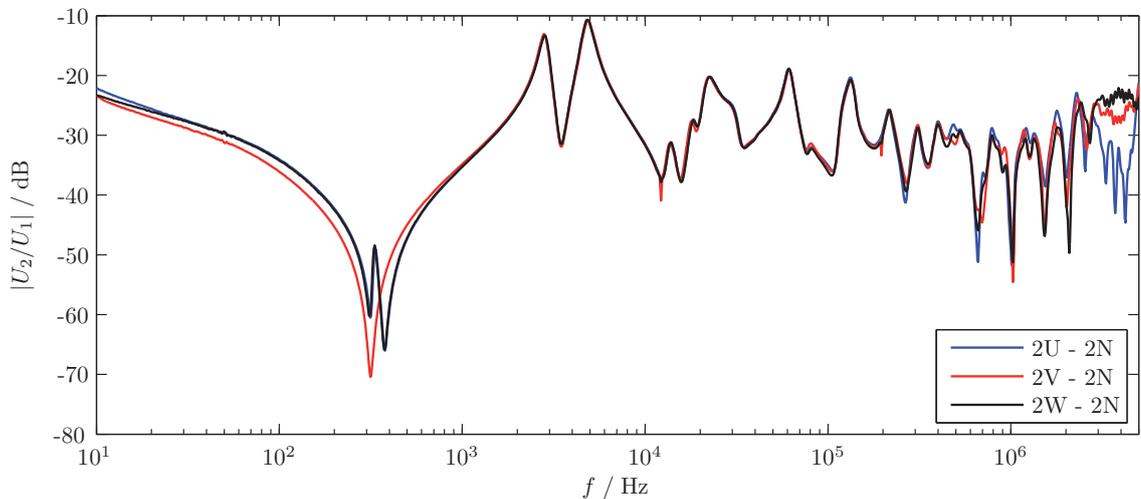


Abb. 7.13: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen an einem Netztransformator (300 MVA, 405/115/22 kV)

Offensichtlich nimmt die Ähnlichkeit der Übertragungsfunktionen der Wicklungen eines Spannungssystems mit der Bemessungsleistung des Transformators zu. Während an Transformatoren mit Bemessungsleistungen über 200 MVA ein Phasenvergleich oft bis ca. 400 kHz auswertbar ist, weisen die Übertragungsfunktionen eines Spannungssystems von Transformatoren mit Bemessungsleistungen um 40 MVA häufig deutliche Abweichungen auf.

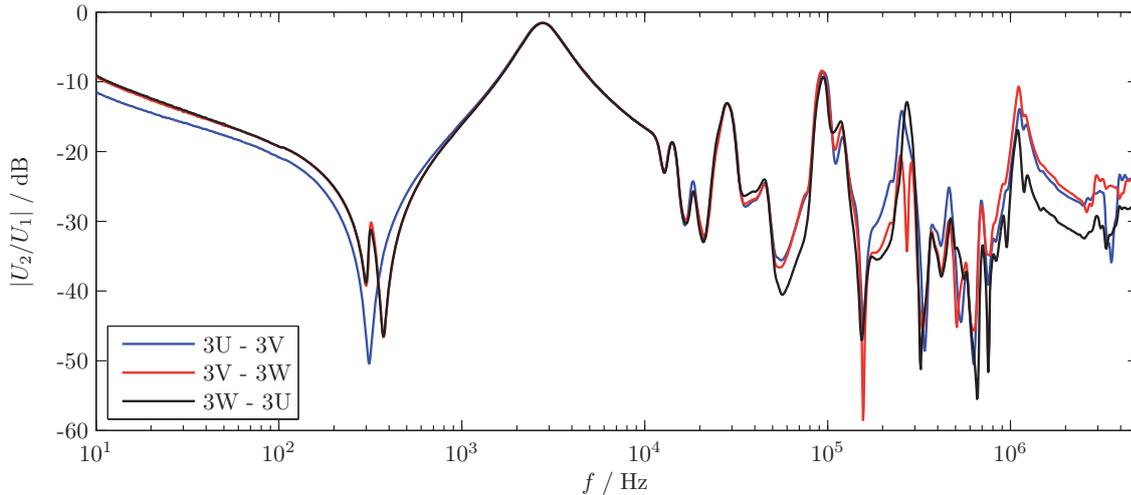


Abb. 7.14: Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der Tertiärwicklungen an einem Netztransformator (300 MVA, 405/115/22 kV)

### 7.3 Vergleich baugleicher Transformatoren

Liegen die Übertragungsfunktionen zweier oder mehrerer Transformatoren mit identischem Aufbau vor, lassen sich die korrespondierenden Übertragungsfunktionen zum Vergleich heranziehen. Die Forderung nach einem identischen Aufbau umfasst nicht nur die gleiche Wicklungskonstruktion sondern auch alle anderen Elemente des Aktivteils und auch den Kessel, da hierdurch die Erdstreukapazitäten bestimmt werden.

Ein Hinweis auf identische Konstruktion können aufeinander folgende Seriennummern sein. So basieren mit hoher Wahrscheinlichkeit die Transformatoren auf dem gleichen Design. Jedoch ist zu beachten, dass spätere Modifikationen oder Reparaturen des Aktivteils eines dieser Transformatoren einen sinnvollen Vergleich verhindern können.

#### 7.3.1 Baugleiche Maschinentransformatoren

Relativ häufig sind in Kraftwerken mit mehreren gleichzeitig errichteten Blöcken gleicher Leistung identische Maschinentransformatoren im Einsatz. Bei besonders großen Kraftwerksblöcken werden zwei konstruktionsgleiche Transformatoren parallel geschaltet. Anhand dieser Paare wurde die Vergleichbarkeit der Übertragungsfunktionen gleicher Beschaltung bei baugleichen Transformatoren untersucht.

Die Abbildung 7.15 zeigt die Übertragungsfunktionen bei der Messung zwischen 1V und 1N an zwei baugleichen Maschinentransformatoren (740 MVA, 420/27 kV, Baujahr 1974), in Abbildung 7.16 sind die Übertragungsfunktionen der Unterspannung der gleichen Phase der Transformatoren abgebildet.

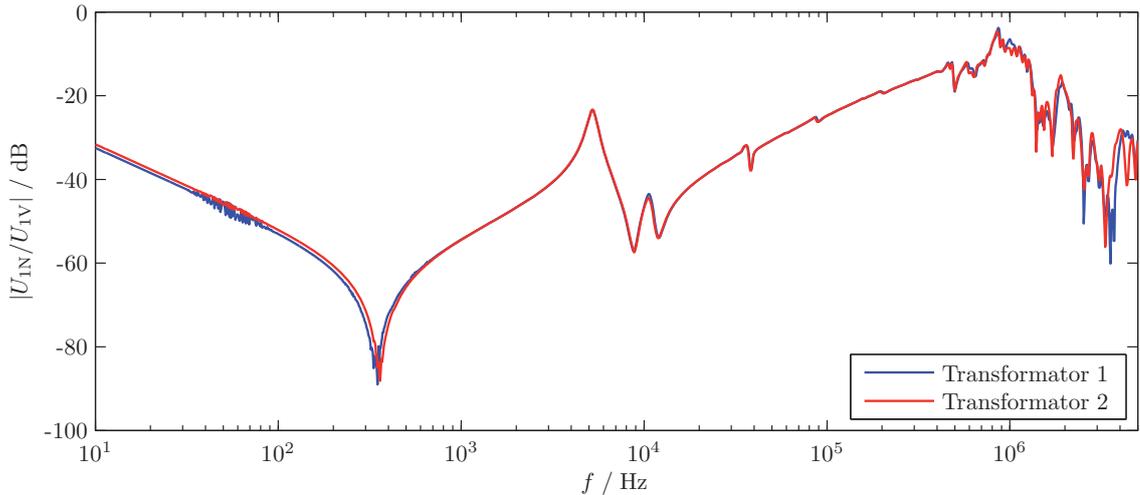


Abb. 7.15: Vergleich der Übertragungsfunktion 1V–1N, Stufe 1 von zwei baugleichen Maschinentransformatoren (740 MVA, 420/27 kV)

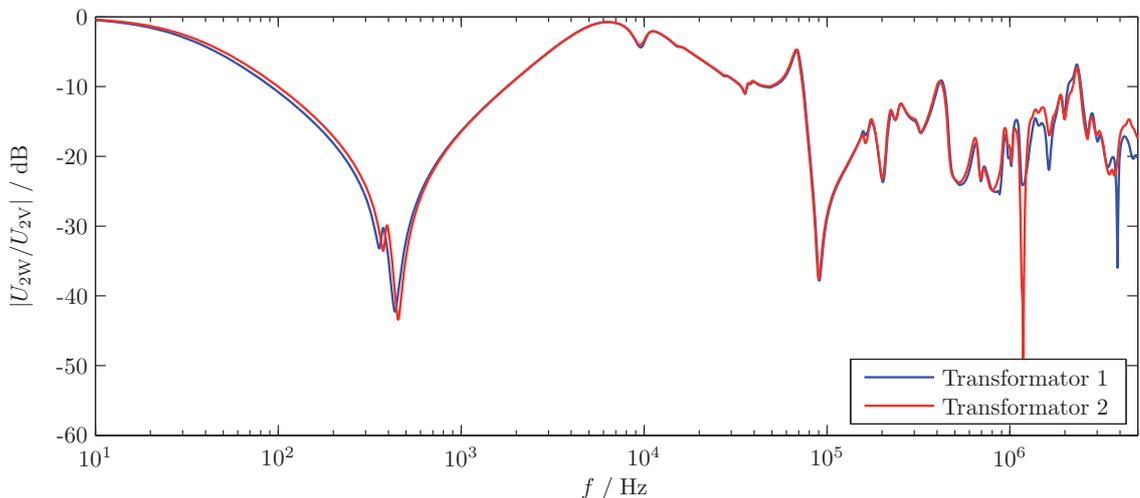


Abb. 7.16: Vergleich der Übertragungsfunktion 2V–2W von zwei baugleichen Maschinentransformatoren (740 MVA, 420/27 kV)

Der visuelle Vergleich und die mathematische Auswertung in Tabelle 7.3 zeigen eine hohe Ähnlichkeit der Funktionen, wobei die Übertragungsfunktionen der Oberspannungen zwischen 600 kHz und 1 MHz im Vergleich zur Unterspannung eine geringfügig größere Ähnlichkeit zeigen.

Die Transformatoren wurden in den Jahren 2009 und 2010 verschrottet. Hierbei konnten keine mechanischen Veränderungen der Wicklungen beider Transformatoren festgestellt werden. Die Messung fand daher an innerhalb der Fertigungstoleranzen baugleichen Wicklungssystemen statt.

Vergleich	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
Oberspannung Maschinentransformator 740 MVA	DL/T911-2004	3,37 / 2,61 / 1,51	Normalzustand
	NCEPRI	0,2579	Normalzustand
	Fehlerzahl	1,79 MHz	Normalzustand
Unterspannung Maschinentransformator 740 MVA	DL/T911-2004	2,94 / 2,18 / 1,20	Normalzustand
	NCEPRI	0,5049	Normalzustand
	Fehlerzahl	1,16 MHz	Normalzustand

Tab. 7.3: Mathematische Bewertung: Vergleich zweier baugleicher 740-MVA-Maschinentransformatoren

Auch die Auswertung zweier kleinerer, baugleicher 273-MVA-Maschinentransformatoren in Abbildung 7.17 (Oberspannung) und 7.18 (Unterspannung) und die mathematische Bewertung in Tabelle 7.4 bestätigt die gute Eignung des Vergleichs identisch konstruierter Transformatoren.

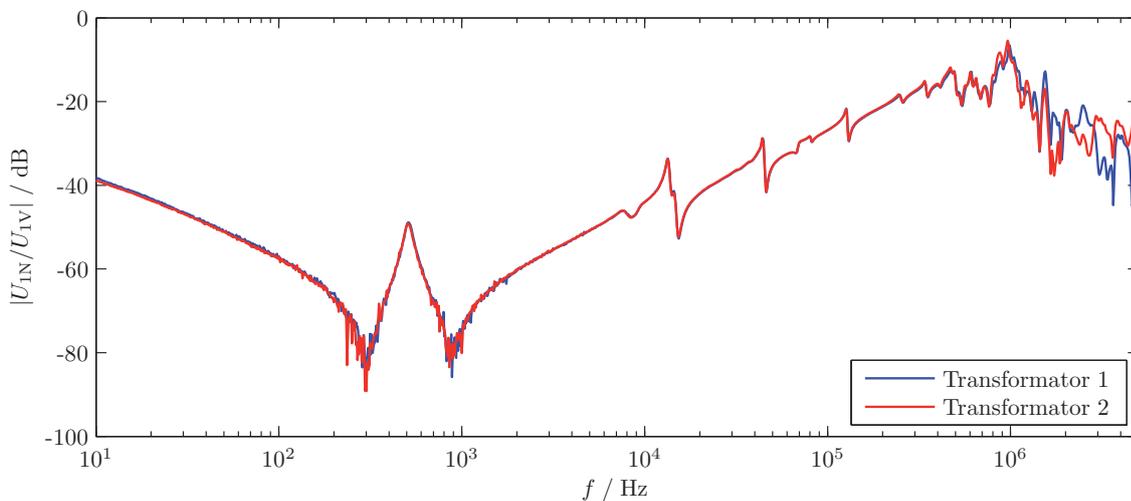


Abb. 7.17: Vergleich der Übertragungsfunktion 1V–1N, Stufe 14 von zwei baugleichen Maschinentransformatoren (273 MVA, 400/15 kV)

In dem zur Auswertung herangezogenen Frequenzbereich bis 1 MHz zeigen die Übertragungsfunktionen eine sehr gute Übereinstimmung. Bei korrekter Handhabung der Messtechnik ist der Vergleich zweier baugleicher Transformatoren annähernd so aussagekräftig wie der Vergleich zeitlich aufeinander folgender Messungen am gleichen Transformator.

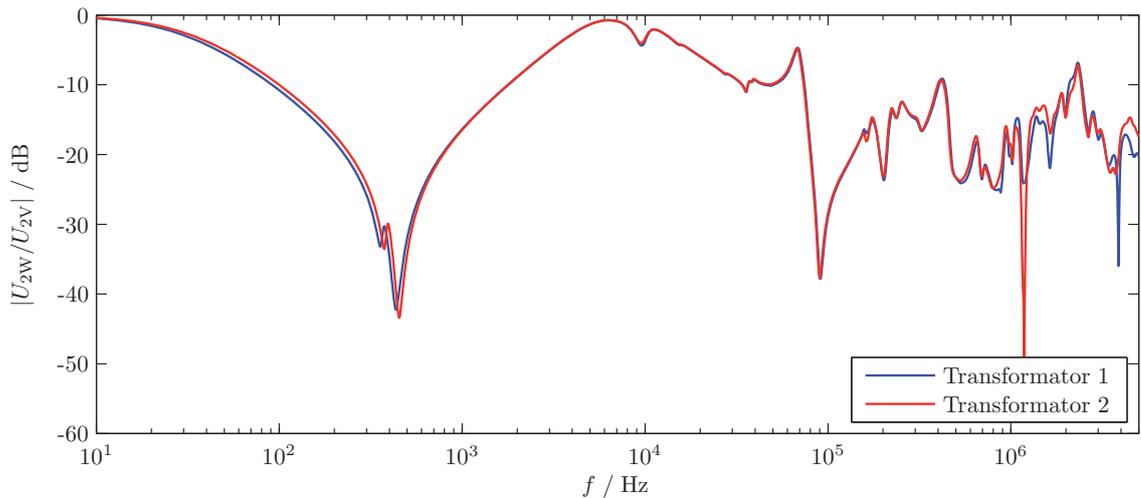


Abb. 7.18: Vergleich der Übertragungsfunktion 2V–2W von zwei baugleichen Maschinentransformatoren (273 MVA, 400/15 kV)

Vergleich	Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
Oberspannung Maschinentransformator 273 MVA	DL/T911-2004	3,42 / 2,36 / 1,23	Normalzustand
	NCEPRI	0,2650	Normalzustand
	Fehlerzahl	1,34 MHz	Normalzustand
Unterspannung Maschinentransformator 273 MVA	DL/T911-2004	4,09 / 2,35 / 3,15	Normalzustand
	NCEPRI	0,3210	Normalzustand
	Fehlerzahl	5,00 MHz	Normalzustand

Tab. 7.4: Mathematische Bewertung: Vergleich zweier baugleicher 273-MVA-Maschinentransformatoren

### 7.3.2 Maschinentransformatoren mit einer baugleichen Wicklung

Um weitgehend identische Übertragungsfunktionen beim Vergleich zweier Transformatoren zu erhalten, müssen sämtliche Komponenten des Aktivteils identisch sein:

Abbildung 7.19 zeigt beispielhaft die Übertragungsfunktionen der Oberspannungswicklungen zweier einphasiger Maschinentransformatoren gleicher Bemessungsleistung (110 kV, 33 MVA) des gleichen Herstellers zwischen Phase 1V und dem Sternpunkt 1N. Es fällt auf, dass die Übertragungsfunktionen deutlicher voneinander abweichen als die der im vorigen Abschnitt vorgestellten konstruktionsgleichen Maschinentransformatoren. Die Transformatoren wurden in einem Abstand von 2 Jahren im gleichen Werk gefertigt und verfügen über identische Oberspannungswicklungen, jedoch sind die Unterspannungssysteme abweichend aufgebaut: Während die Bemessungsspannung der Unterspannungswicklung von Transformator 1

$U_N = 10,5 \text{ kV}$  beträgt, verfügt Transformator 2 über eine Unterspannungswicklung mit  $U_N = 6,6 \text{ kV}$  Bemessungsspannung.

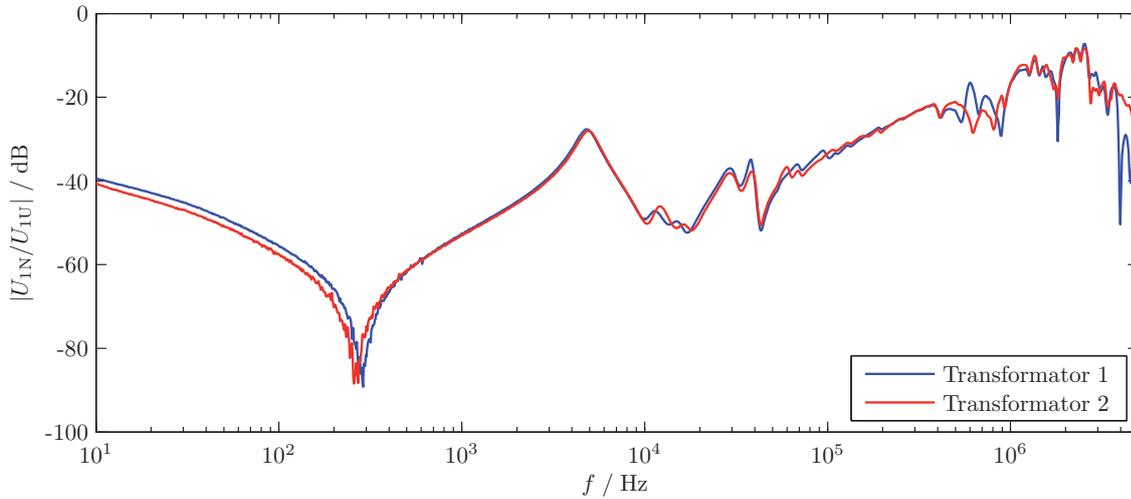


Abb. 7.19: Abweichende Übertragungsfunktionen 1U–1N identischer OS-Wicklungen bei abweichender Bemessungsspannung der US-Wicklungen am Beispiel zweier 33-MVA-Maschinentransformatoren

Es wird deutlich, dass auch nicht galvanisch mit der Messanlage verbundene Wicklungssysteme einen breitbandigen Einfluss auf die gemessene Übertragungsfunktion haben. Die mathematische Bewertung in Tabelle 7.5 zeigt, dass der NCEPRI-Algorithmus jedoch nicht in der Lage ist, diese Abweichungen zu detektieren.

Algorithmus	Ergebnis	Beurteilung
DL/T911-2004	1,93 / 1,15 / -0,08	leichte Deformation
NCEPRI	1,2105	Normalzustand
Fehlerzahl	66,2 kHz	Messung prüfen

Tab. 7.5: Mathematische Bewertung: Abweichende Bemessungsspannung im US-System am Beispiel von zwei 33-MVA-Transformatoren 110/10,5 kV und 110/6,6 kV

### 7.3.3 Netztransformatoren

Während Maschinentransformatoren aufgrund der spezifischen Anforderungen meist nur als parallel geschaltetes, konstruktionsgleiches Paar in großen Kraftwerken zum Einsatz kommen, werden Netztransformatoren als baugleiche Serie in größerer Stückzahl gefertigt. Im Rahmen dieser Arbeit konnte ein Ausbauprojekt der *EnBW Regional AG* mit Messungen der Übertragungsfunktionen an zehn neuwertigen, baugleichen Netztransformatoren begleitet werden.



a) Transformator im Umspannwerk



b) Erdung mit Kupfergeflechtbändern an den Durchführungen

Abb. 7.20: Untersuchte Netzkupplertansformatoren (300 MVA, 405/115/22 kV)

Aufgrund des fortschreitenden Aufrüstung der 220-kV-Systemebene auf 400 kV zur Steigerung der Übertragungskapazität und dem zunehmenden Alters ihrer Anlagen modernisiert die EnBW Regional AG ihre Umspannwerke im Neckarraum sowie im östlichen und südlichen Württemberg. Im Rahmen dieser Modernisierung wurden auch neue Transformatoren zur Kupplung der 110-kV- und 400-kV-Spannungsebene installiert. Zwischen 2008 und 2010 wurden an verschiedenen Standorten zehn baugleiche Netzkupplertansformatoren mit einer Bemessungsleistung von je 300 MVA erfolgreich in Betrieb genommen.

Die Transformatoren verfügen über galvanisch getrennte Hochspannungswicklungen für 400 kV und 110 kV Nennspannung und eine Tertiärwicklung in Dreieckschaltung mit 20 kV Nennspannung. Zur Versorgung des Eigenbedarfs der Umspannwerke verfügt die Tertiärwicklung über Kabelanschlüsse mit Innenkonussteckern, das Dreieck ist intern geschlossen.

An jedem dieser zehn Leistungstransformatoren wurde vor Inbetriebsetzung ein umfangreiches Messprogramm zur initialen Erfassung der Übertragungsfunktion als Referenz durchgeführt:

1. Übertragungsfunktion zwischen zwei Anschlüssen eines Wicklungssystems bei ansonsten offenen Klemmen des Transformators („Wicklungsadmittanz“)
2. Frequenzabhängige Übersetzung zwischen zwei Wicklungssystemen bei Erdung der Sternpunkte oder phasenrichtige Erdung des Tertiärwicklungssystems („Systemübertragung“)
3. Frequenzabhängige Eingangsimpedanz bei Erdung aller weiteren Anschlüsse sämtlicher Wicklungssysteme („Kurzschlussadmittanz“)

Tabelle 7.6 führt die sich aus den Messaufbauten ergebenden Freiheitsgrade getrennt für Messanlage und Erdungssystem auf. Hierbei entsprechen die Freiheitsgrade im wesentlichen der Zahl der für die Messung und die Erdung notwendigen Kontaktstellen.

Messung	Freiheitsgrade Messanlage	Freiheitsgrade Erdungssystem
Wicklungsadmittanz	2	2
Systemübertragung	2	4
Kurzschlussadmittanz	3	12

Tab. 7.6: Freiheitsgrade bei der Messung verschiedener Übertragungsfunktionen

Die Konstruktionsweise der Transformatoren hat über die Bauserie keine Veränderungen erfahren. Der Transport der Anlagen vom Werk zum Bestimmungsort wurde mit Beschleunigungssensoren überwacht, hierbei kam es nicht zu unzulässigen Krafteinwirkungen. Es kann davon ausgegangen werden, dass der mechanische Zustand aller Transformatoren zum Zeitpunkt der Inbetriebsetzung identisch ist. Daher sollten theoretisch an allen Transformatoren identische Übertragungsfunktionen messbar sein.

Dennoch sind beim Vergleich von Messungen verschiedener Transformatoren bei gleicher Beschaltung Abweichungen feststellbar: Die Abbildungen 7.21 und 7.22 zeigen die Übertragungsfunktionen der zehn untersuchten Transformatoren bei Messung zwischen den Anschlüssen 1V und 1N bzw. 1V und 2V, welche an allen Standorten mit gleichem Aufbau und Geräten aufgezeichnet wurden. Da die Messungen noch vor Inbetriebnahme durchgeführt wurden, kann davon ausgegangen werden, dass die hier auftretenden Abweichungen innerhalb der Toleranz beim Vergleich identisch konstruierter Transformatoren liegen.

Als Quelle für Abweichungen in der gemessenen Übertragungsfunktion kommen in Frage:

- Fertigungstoleranzen
- Remanente Magnetisierung des Kerns
- Abweichungen im Messaufbau
- Unterschiedliche Übertragungseigenschaften im Signalpfad des Stufenschalters, z.B. durch Verschleiß der Schalterkontakte (siehe auch Abschnitt 6.4.6)
- Temperatur des Transformators bei der Messung

Die Fertigungstoleranzen der Wicklungen sind nach Aussage des Herstellers deutlich geringer als die in Laborversuchen nachgewiesenen Schwellwerte, ab denen die

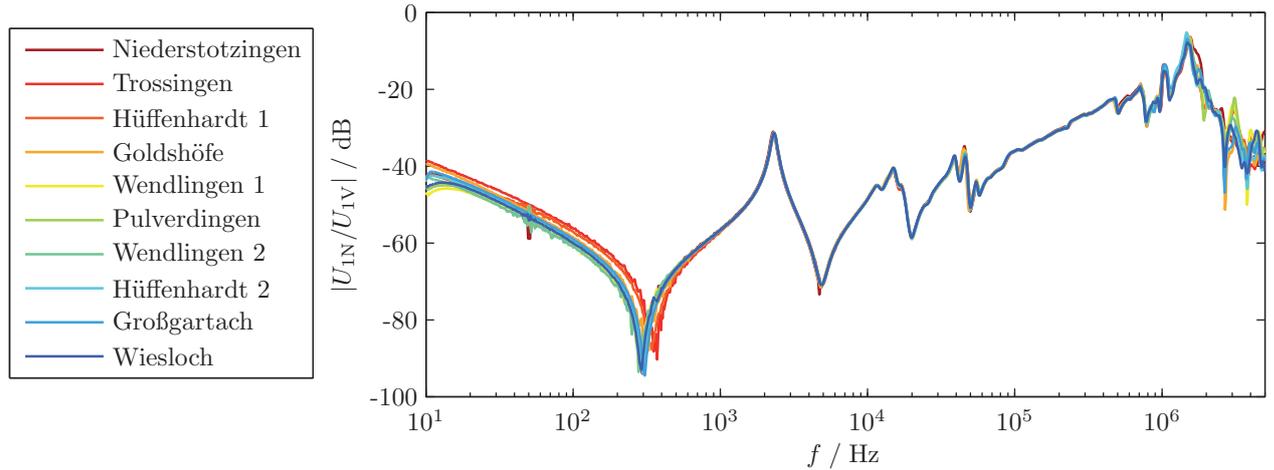


Abb. 7.21: Übertragungsfunktionen von zehn baugleichen 300-MVA-Netzkupplern, Messung 1V–1N, Stufe 1

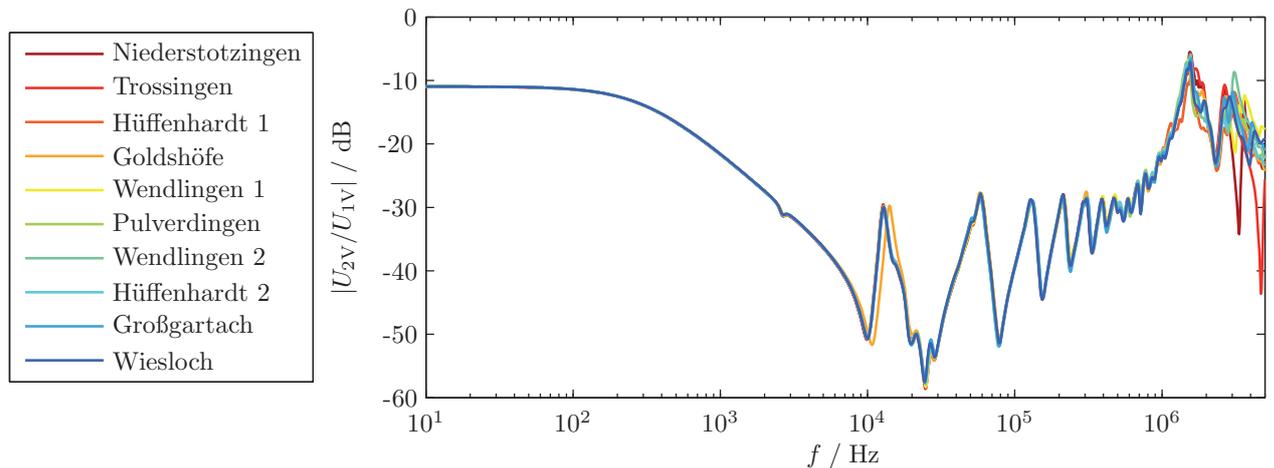


Abb. 7.22: Übertragungsfunktionen von zehn baugleichen 300-MVA-Netzkupplern, Messung 1V–2V, Stufe 10, 1N und 2N geerdet

Übertragungsfunktion nachweisbare Abweichungen zeigt [JWJD04, Chr01]. Auch die Oberspannungsausleitungen werden mit Toleranzen im Millimeterbereich verlegt, ein Einfluss dieser Fertigungsabweichungen auf die Übertragungsfunktion ist aufgrund der geringen Länge der Ableitung unwahrscheinlich. Einzig die Ausleitungen der Regelwicklung werden aus fertigungstechnischen Gründen mit höheren Toleranzen auf dem Ausleitungsgerüst montiert. Jedoch ist im Vergleich zur Wicklung die Leiterlänge gering und die Streukapazitäten zu umgebenden Bauteilen abweichenden Potentials oder zum Kessel sind geringer als innerhalb der Wicklung. Der Einfluss durch die remanente Magnetisierung des Kerns macht sich ausschließlich bei der Messung der Wicklungsadmittanz bis zu einer Frequenz von rund 1500 Hz bemerkbar, ein Einfluss auf die Systemübertragung und die Kurzschlussimpedanz ist nicht feststellbar.

Nimmt man an, dass die gemessenen Übertragungsfunktionen für jeden Frequenzpunkt  $f_i$  um ihren Mittelwert  $\bar{x}_i$  normalverteilt sind, lässt sich ein frequenzdiskretes Konfidenzintervall für eine gewählte Wahrscheinlichkeit  $p$  definieren. Jedoch ist bei diesen Messungen die Varianz der Verteilung unbekannt und die Stichprobenvarianz muss geschätzt werden. Daher wird hier die Student-t-Verteilung verwendet [BSMM08].

Die Streuung  $s^2$  der Stichprobe  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  ist definiert durch

$$s^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2. \quad (7.1)$$

Das Konfidenzintervall einer normalverteilten Grundgesamtheit  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  mit unbekannter Varianz ergibt sich zu

$$\left[ \bar{x} - \frac{s}{\sqrt{n}} t_{p/2; n-1}; \bar{x} + \frac{s}{\sqrt{n}} t_{p/2; n-1} \right] = \bar{x} \pm t_{p/2; n-1} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n \cdot (n-1)}}. \quad (7.2)$$

Zur Analyse der Übertragungsfunktionen der zehn untersuchten Transformatoren wurde  $p = 0.999$  gewählt, so dass 99,9% aller Messpunkte einer Frequenz innerhalb des Konfidenzintervalls liegen. So ergibt sich für jeden Frequenzpunkt ein diskretes Konfidenzintervall  $2\sigma(f)$ . Abbildung 7.23 zeigt beispielhaft die Ermittlung des Konfidenzintervalls bei der Frequenz  $f_i$  und 10 diskreten Messpunkten.

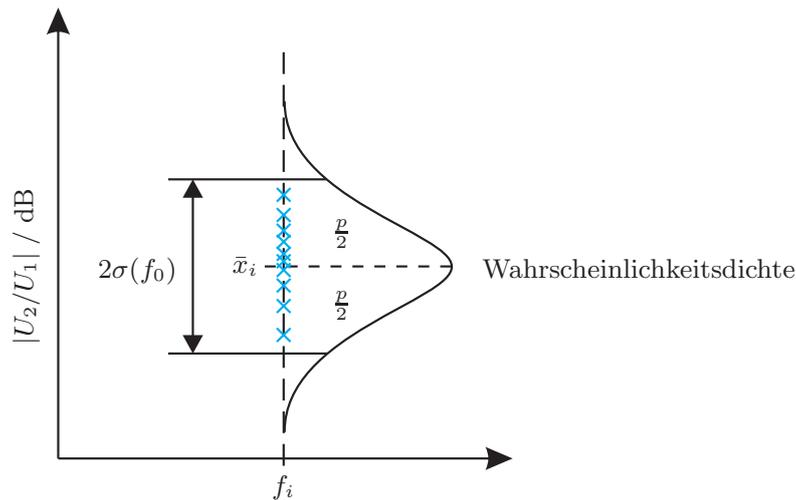


Abb. 7.23: Wahrscheinlichkeitsdichte und Konfidenzintervall der Student-t-Verteilung am Beispiel der Frequenz  $f_i$  und 10 Messpunkten

Exemplarisch werden hier die Ergebnisse der Messung an den Wicklungen des mittleren Schenkels aufgeführt. Die Messungen an den Phasen U und W entsprechen im Wesentlichen denen der Phase V.

### 7.3.3.1 Wicklungsadmittanz

Die Wicklungsadmittanz wird anhand der in Tabelle 6.1 aufgeführten Schaltungen mit einer Messimpedanz  $Z_{\text{Mess}} = 50 \Omega$  ermittelt. Die Messung wird im Ober- und Mittelspannungssystem (Sternschaltung) zwischen den Phasen (U,V,W) und dem Sternpunkt durchgeführt, das Oberspannungssystem wird in der obersten und untersten Stufenstellung und der Mittelstellung gemessen. Das Tertiärsystem wird als Dreieckschaltung in den Kombinationen 3U–3V, 3V–3W und 3W–3U gemessen. So ergeben sich 15 Messdurchgänge.

Abbildung 7.24 zeigt das Ersatzschaltbild und eine typische Übertragungsfunktion bei der Messung der Wicklungsadmittanz. Die Messung der Übertragungsfunktion

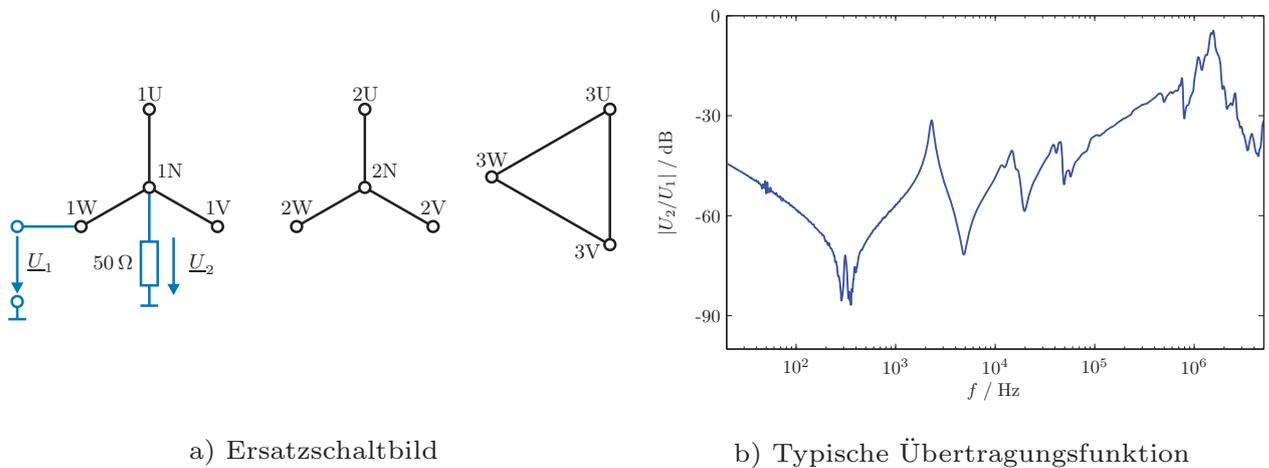


Abb. 7.24: Messung der Wicklungsadmittanz

von einem Wicklungsende zum anderen zeigt über einen weiten Frequenzbereich eine nur geringe Streuung der Beträge. Abbildung 7.25 zeigt die Wicklungsadmittanzverteilung der mittleren Phase des 400-kV-Systems, Abbildung 7.26 die des 110-kV-Systems. Im Vergleich zur OS-Wicklung zeigt die Übertragungsfunktion des MS-Systems ausgeprägtere Abweichungen zwischen den Transformatoren, vor allem im Bereich ab 300 kHz, wo deutlich mehr Resonanz- und Antiresonanzstellen als im 400-kV-System vorhanden sind.

Im niederfrequenten Bereich bis ca. 1500 Hz zeigt sich eine gleichmäßige, breite Streuung der gemessenen Werte. Dies ist durch die unterschiedliche remanente Magnetisierung der Transformatorkerne bedingt. Als Störung ist eine punktuelle Verbreiterung der Streuung bei 50 Hz durch umliegende, unter Spannung stehende Anlagenteile zu erkennen (Abbildung 7.25). An Resonanzpunkten kommt es zu Verbreiterungen des Toleranzbandes. Außerhalb dieser Punkte ist die Streuung geringer als bei der Messung der Systemübertragung oder der Kurzschlussadmittanz.

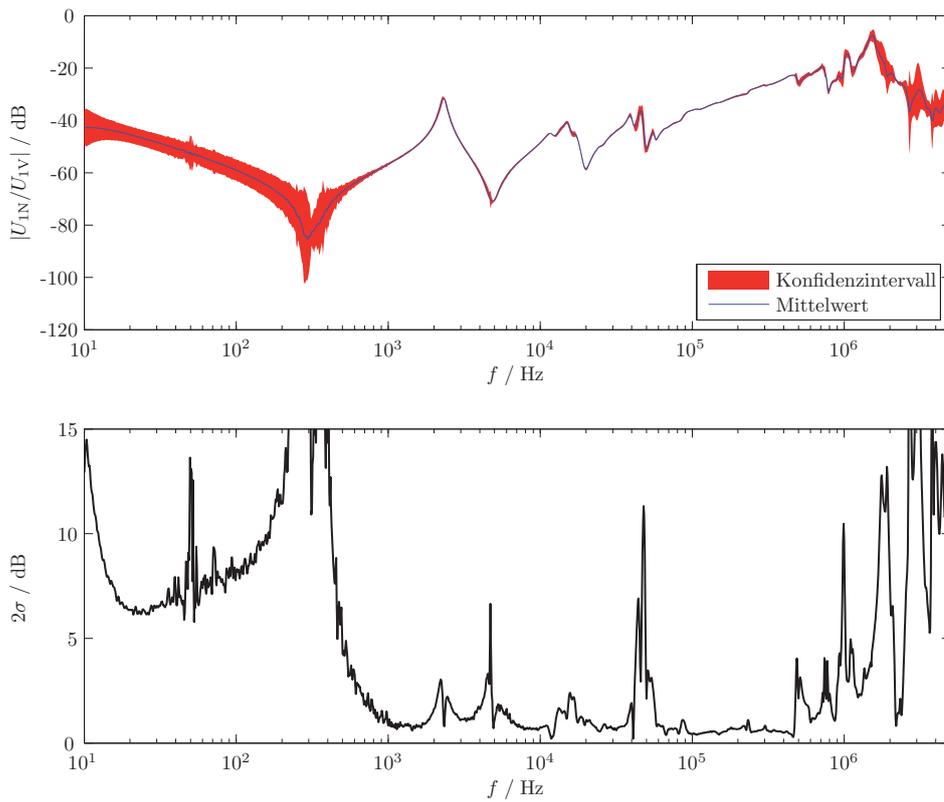


Abb. 7.25: Wicklungsadmittanz 1V–1N Stufe 1 für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls

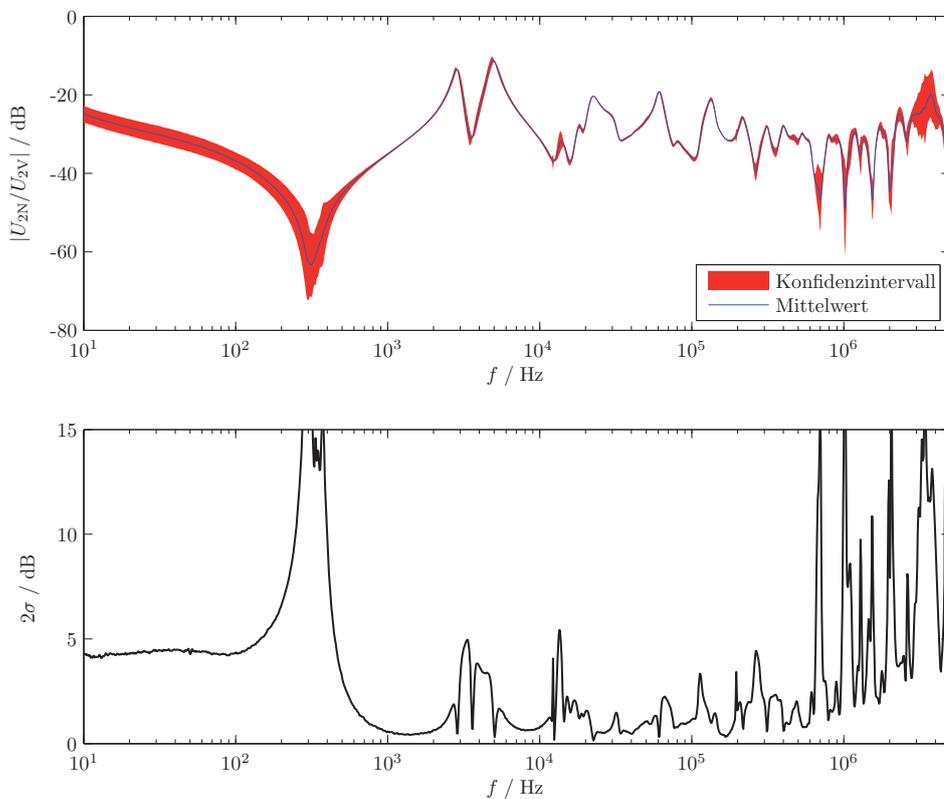


Abb. 7.26: Wicklungsadmittanz 2V–2N für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls

## 7.3.3.2 Systemübertragung

Zur Messung der frequenzabhängigen Übertragungsfunktion zwischen den Wicklungssystemen wird das anregende Sinussignal an den Phasen der OS eingespeist. Die Spannung  $\underline{U}_2$  wird über die Messimpedanz  $Z_{\text{Mess}} = 50 \Omega$  an den korrespondierenden Klemmen des MS- und US-Systems gemessen. Abbildung 7.27 zeigt das Ersatzschaltbild und eine typische Übertragungsfunktion bei der Messung der Systemübertragung.

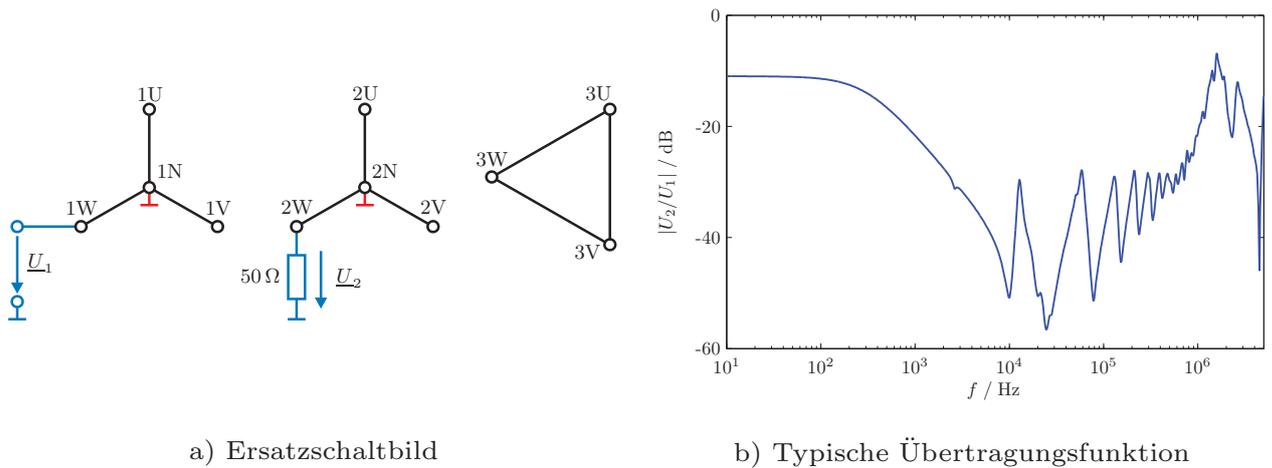


Abb. 7.27: Messung der Systemübertragung

Die Sternpunkte der mit der Messung verbundenen Systeme sind geerdet. Das dritte, nicht verbundene System bleibt unbeschaltet. So kommt es im niederfrequenten Bereich zur Anregung des Magnetkerns. Bis ca.  $f = 150 \text{ Hz}$  lässt sich der Übertragungsfunktion das konstante Übersetzungsverhältnis  $\ddot{u} = \frac{w_1}{w_2}$  entnehmen.

Die Messung wird an allen Phasen (U,V,W) zwischen Oberspannung und Mittelspannung und zwischen Oberspannung und Unterspannung durchgeführt, der Stufenschalter befindet sich in der Mittelstellung. Es ergeben sich daher sechs Messdurchgänge.

Im Vergleich zur Wicklungsadmittanz kommt es beim Vergleich der Systemübertragung der zehn Transformatoren im niederfrequenten Bereich zu keiner durch die remanente Magnetisierung verursachten Streuung. Bis in Bereiche über 1 MHz bleibt die Bandbreite der Streuung trotz Hinzufügen zweier Freiheitsgrade durch die Sternpunkterden in beiden gemessenen Systemen gering.

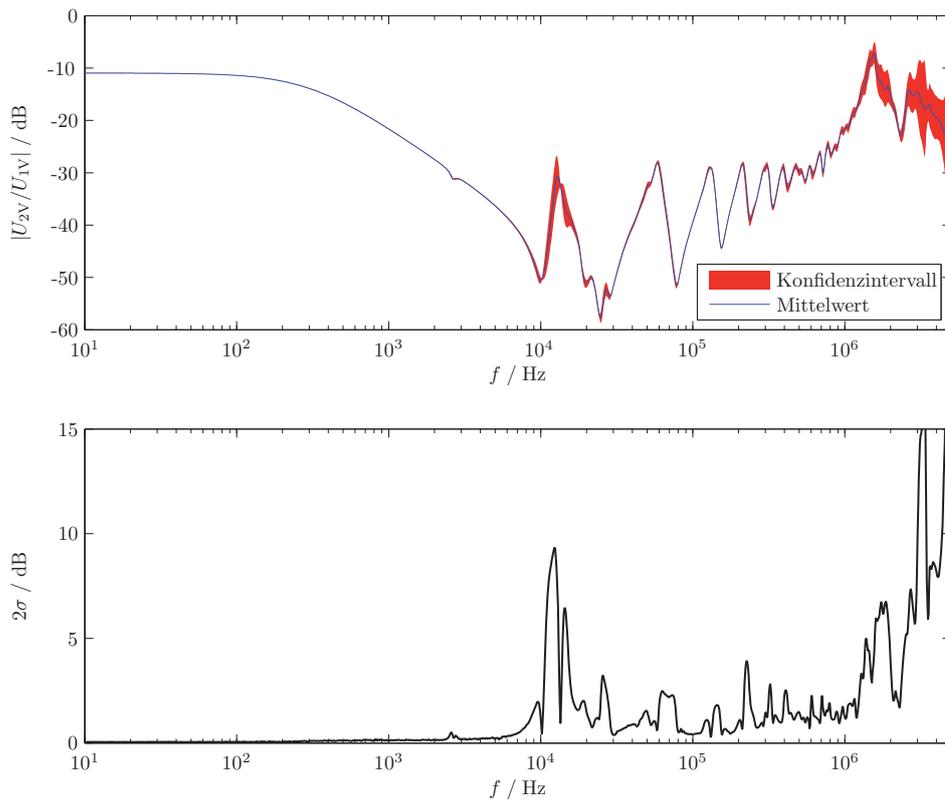


Abb. 7.28: Wicklungsadmittanz 1V–2V Stufe 10 für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls

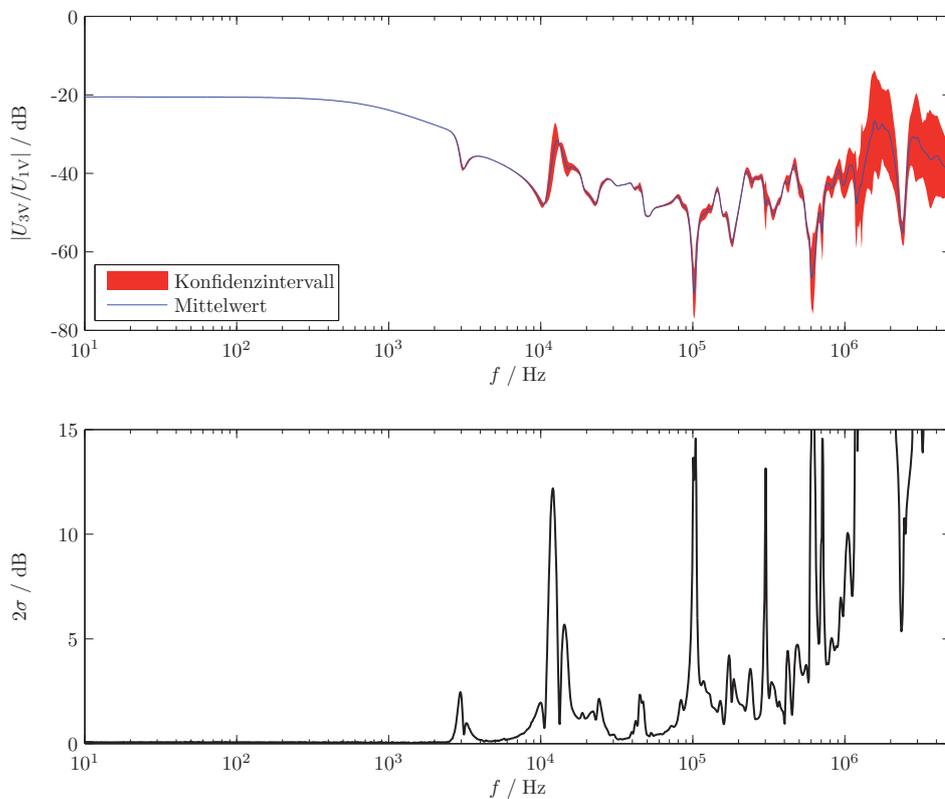


Abb. 7.29: Wicklungsadmittanz 1V–3V Stufe 10 für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls

### 7.3.3.3 Kurzschlussadmittanz

Zur Messung der Kurzschlussadmittanz wird das anregende Sinussignal an einem Wicklungsanschluss eingespeist während sämtliche anderen Anschlüsse des Transformators mittels geeigneter Erdungsverbinder aus Aluminiumgeflechtband über den Kessel geerdet sind. Mittels eines Ferritkernstromwandlers (*Pearson Electronics 2100*, Wandlerverhältnis  $\ddot{u} = 1 \text{ V/A}$ ) wird der eingespeiste Strom unmittelbar an dem mit dem Messsystem verbundenen Wicklungsanschluss erfasst und dem FRA-Gerät als Spannung  $\underline{U}_2$  zugeführt.

Abbildung 7.30 zeigt das Ersatzschaltbild und eine typische Übertragungsfunktion bei der Messung der Kurzschlussadmittanz.

Die Messung wird an allen Phasen (U,V,W) der drei Spannungssysteme durchgeführt, das Oberspannungssystem wird in der obersten und untersten Stufenstellung und der Mittelstellung gemessen. So ergeben sich 15 Messdurchgänge.

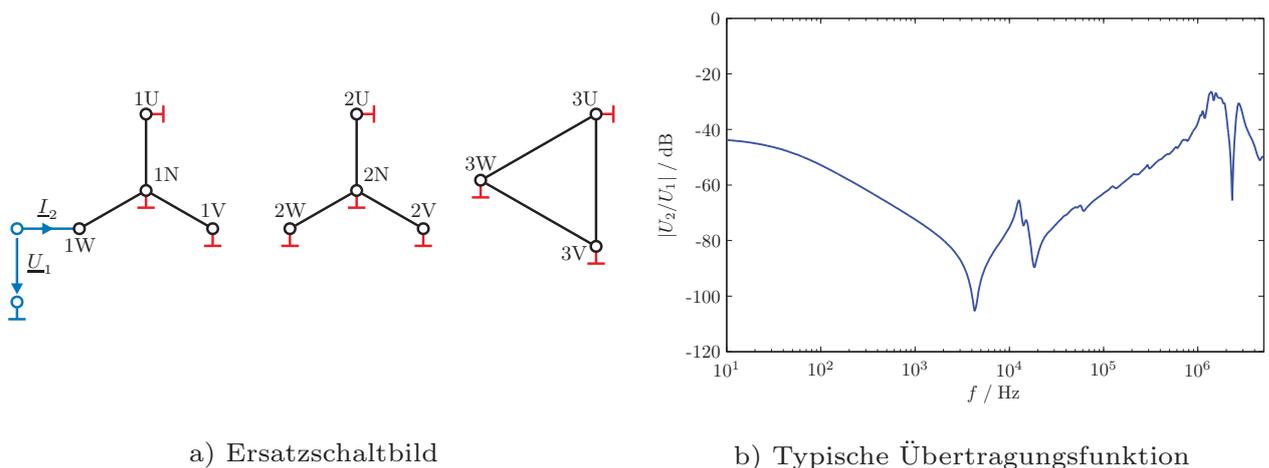


Abb. 7.30: Messung der Kurzschlussadmittanz

Die Kurzschlussadmittanz weist im Vergleich zu anderen Übertragungsfunktionen deutlich weniger ausgeprägte Resonanzen bis 1 MHz auf. Die Streuung der Messwerte zwischen 10 kHz und 1 MHz ist größer als bei den restlichen Messungen. Dies ist auf die Empfindlichkeit des Ferritstromwandlers gegenüber Lageänderungen (vgl. auch Abschnitt 6.4.4) und die hohe Anzahl an Freiheitsgraden beim Messaufbau (viele geerdete Anschlüsse) zurückzuführen. Während bei den in den vorhergehenden Abschnitten präsentierten Messverfahren die Breite des Konfidenzintervalls vor allem im Bereich von Resonanz- und Antiresonanzstellen Verbreiterungen aufweist, zeigt sich bei der Kurzschlussadmittanz im Frequenzbereich ab 10 kHz ein relativ gleichmäßig breites Konfidenzintervall.

Unter dem Aspekt, Messungen mit möglichst hoher Reproduzierbarkeit zu erhalten, ist die Messung der Kurzschlussadmittanz weniger geeignet als andere Methoden und bringt überdies einen aufwändigeren Messaufbau mit sich.

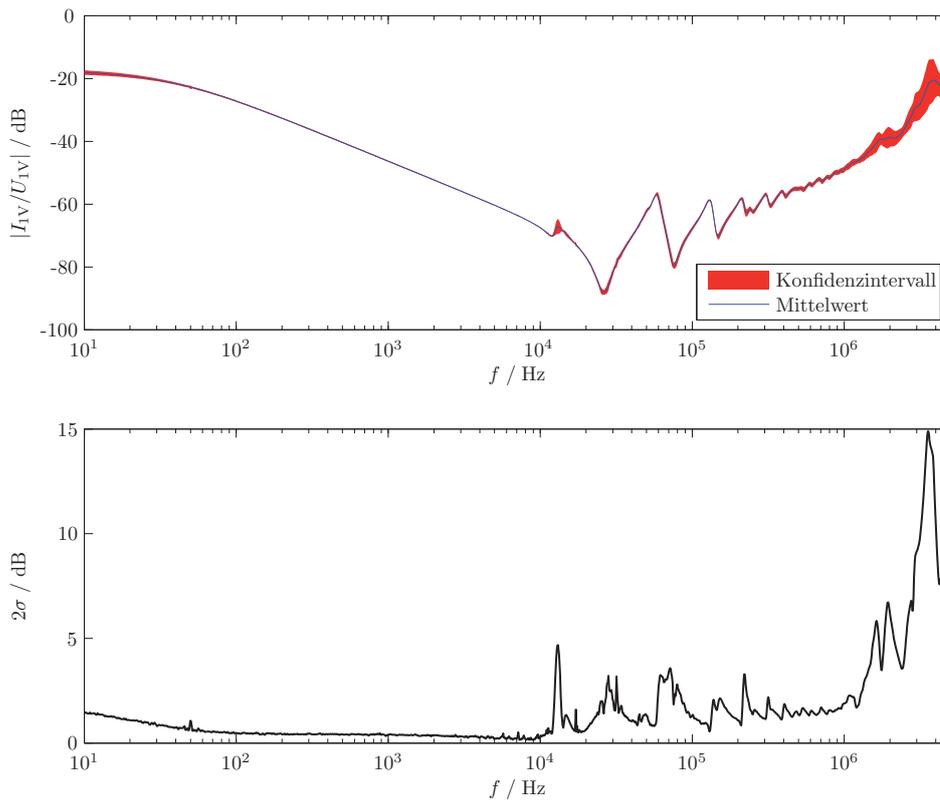


Abb. 7.31: Kurzschlussadmittanz 1V für 10 baugleiche 300-MVA-Netz-kuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls

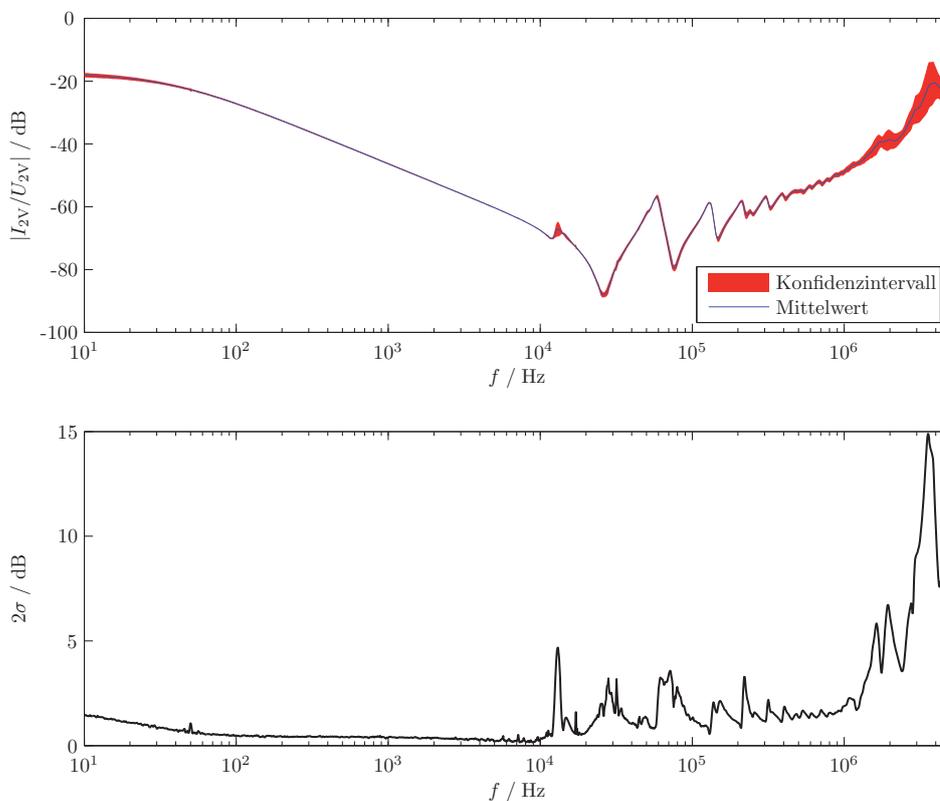


Abb. 7.32: Kurzschlussadmittanz 2V für 10 baugleiche 300-MVA-Netz-kuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls

### 7.3.4 Zusammenfassung

Im Vergleich zu vergangenen Reihenuntersuchungen im Zeitbereich (z.B. [Chr01]) konnte der Einfluss des Messaufbaus auf die im Frequenzbereich gemessene Übertragungsfunktion deutlich reduziert werden. Der auswertbare Frequenzbereich konnte auf über 1 MHz gesteigert werden. Ein ausgeprägter Einfluss der lokal unterschiedlichen Erdungssysteme in den Umspannanlagen war nicht feststellbar.

Die Strommessung mittels Ferritkernwandler reagiert empfindlich auf Lageänderungen des Wandlers und der Position des durch den Wandler geführten Leiters. Trotz Maßnahmen zur Lagefixierung von Wandler und Messleitung wurde nicht die hohe Reproduzierbarkeit der Messungen von Transferadmittanz und Systemübertragung erreicht.

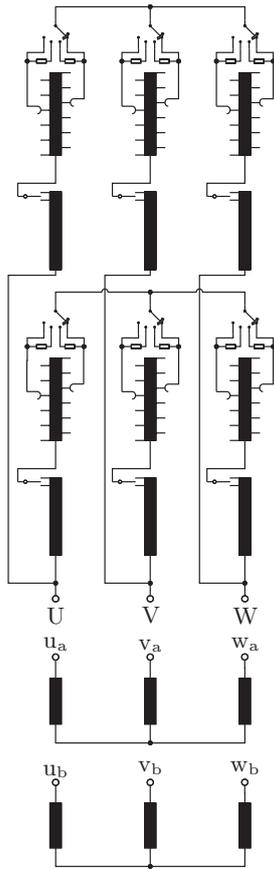
## 7.4 Übertragungsfunktion von Doppelstocktransformatoren

Eigenbedarfstransformatoren in großen Kern- oder Kohlekraftwerken mit Bemessungsleistungen von bis zu 90 MVA verfügen über zwei magnetisch getrennte Wicklungssysteme innerhalb eines Kessels zur unabhängigen Versorgung unterschiedlicher Anlagen innerhalb des Kraftwerks. Dazu werden die beiden Wicklungssysteme übereinander auf einem dreischenkligen Magnetkern angeordnet, ein Zwischenjoch zwischen den Wicklungssystemen sorgt für die Entkopplung der magnetischen Kreise.

Aus dieser Konstruktion ergibt sich die Bezeichnung „Doppelstocktransformator“. Die parallel geschalteten Oberspannungssysteme haben üblicherweise gemeinsame OS-Durchführungen, verfügen aber über separate Stufenschalter (Abbildung 7.33). Diese Transformatoren sind oberspannungsseitig unmittelbar an die Generatordableitung mit Nennspannungen  $U_{OS}$  zwischen 20 kV und 30 kV angeschlossen, die galvanisch getrennten Unterspannungssysteme versorgen das Eigenbedarfssystem des Kraftwerks mit Spannungen  $U_{US}$  von 6,3 kV oder meist 10,5 kV.

Die Einzelsysteme verfügen je nach Verwendungszweck über abweichende Bemessungsleistungen. Im Rahmen dieser Arbeit konnten Messungen der Übertragungsfunktion an Doppelstocktransformatoren mit identischen Bemessungsleistungen der Unterspannungssysteme durchgeführt werden. Diese Unterspannungswicklungen sind in Wicklungsschema und Leiterquerschnitt gleichartig aufgebaut. Lediglich die Einbauposition im Kessel und auf dem Magnetkern sowie die Leitungsführung der Ableitungen variieren.

Dies ermöglicht bei der Messung der Übertragungsfunktion an den US-Systemen des Transformators und dem Vergleich beider Systeme eine Beurteilung des Einflusses der unterschiedlich verlegten Ableitungen zu den Durchführungen und der



a) Schaltbild



b) ausgebautes Aktivteil

Abb. 7.33: Aufbau eines Doppelstocktransformators mit zwei Stufenschaltern

abweichenden Lage der phasengleichen Wicklungen im Kessel. Die elektrischen Eigenschaften der Transformatoren sind in Tabelle 7.7 aufgeführt. Die Eigenbedarfnetze eines Kraftwerks werden im Mittelspannungsbereich ohne geerdeten Sternpunkt betrieben, daher ist der Sternpunkt bei den Unterspannungssystemen nicht herausgeführt und so auch nicht zugänglich. Messungen am US-System werden von Phase zu Phase durchgeführt, es werden so immer zwei Kernschenkel einbezogen.

Eigenschaft	OS	US <sub>1</sub>	US <sub>2</sub>
Bemessungsleistung / MVA	76	38	38
Nennspannung / kV	27	10,5	10,5
Schaltgruppe	Y	y0	y0
Kühlungsart	ONAF / ONAN		
Baujahr	1977		

Tab. 7.7: Untersuchte Eigenbedarfstransformatoren

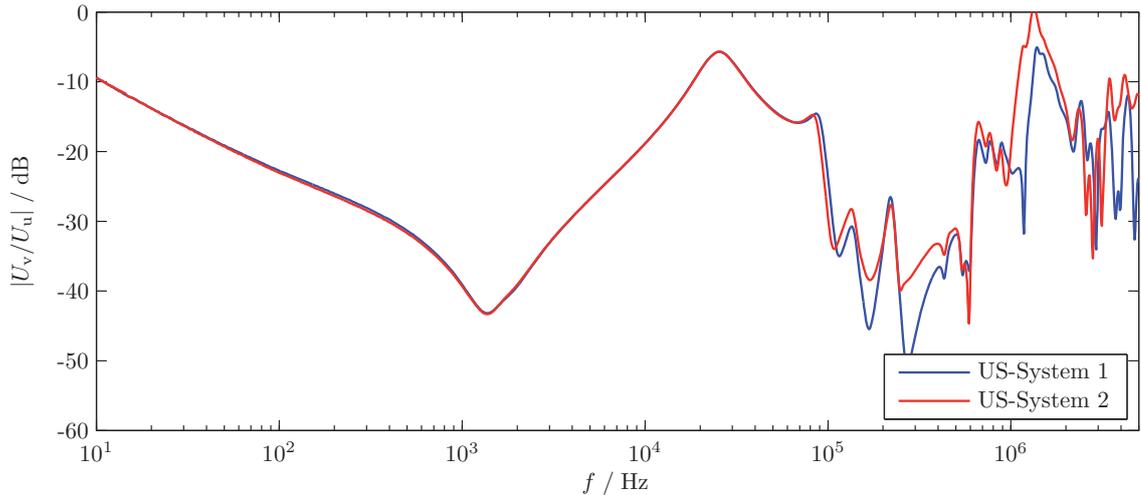


Abb. 7.34: Vergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen eines 76-MVA-Eigenbedarfstransformators in Doppelstockausführung ohne Stufenschalter in der OS

Von dieser Transformatorbauart wurde jeweils eine Ausführung mit und ohne oberspannungsseitigen Stufenschalter untersucht.

Abbildung 7.34 zeigt die Übertragungsfunktionen der konstruktionsgleichen Unterspannungswicklungen 1 und 2 zwischen den Phasen u und v am Transformator ohne oberspannungsseitigen Stufenschalter. Bis zu einer Frequenz von 60 kHz sind die Übertragungsfunktionen nahezu identisch, bei höheren Frequenzen machen sich die durch die Einbaulage unterschiedlichen Streukapazitäten zum Kern und zum Kessel sowie die abweichende Verlegung der Ausleitungen bemerkbar. Die Übertragungsfunktionen des Doppelstocktransformators mit Stufenschaltern in Abbildung 7.35 zeigen ein sehr ähnliches Verhalten, die Übertragungsfunktionen der US-Systeme 1 und 2 weisen an diesem Transformator sogar eine größere Ähnlichkeit untereinander auf als die Übertragungsfunktionen des Transformators ohne Stufenschalter.

Die Übertragungsfunktion zwischen den Phasen einer Transformatorwicklung wird bereits ab ca. 70 kHz durch die von der Einbauposition abhängigen Erdstreukapazitäten in ihrer Dämpfung beeinflusst. Ab Frequenzen von 400 kHz ändert sich zusätzlich auch die Lage der Resonanzpunkte der Übertragungsfunktion. Ob die zugehörigen Oberspannungswicklungen über einen Stufenschalter verfügen, hat offensichtlich keinen wesentlichen Einfluss auf die Vergleichbarkeit zweier baugleicher Unterspannungswicklungen in Doppelstocktransformatoren.

Diese beiden Beispiele zeigen, dass bei einem speziellen Aufbau von Transformatoren - wie beispielsweise den Doppelstocktransformatoren, eine Bewertung der Übertragungsfunktion sehr schwierig sein kann. Ein zeitbasierter Vergleich und ein Vergleich baugleicher Transformatoren ist möglich. Der Vergleich zwischen den Übertragungsfunktionen baugleicher US-Wicklungssysteme eines Transformators ist jedoch kaum bewertbar.

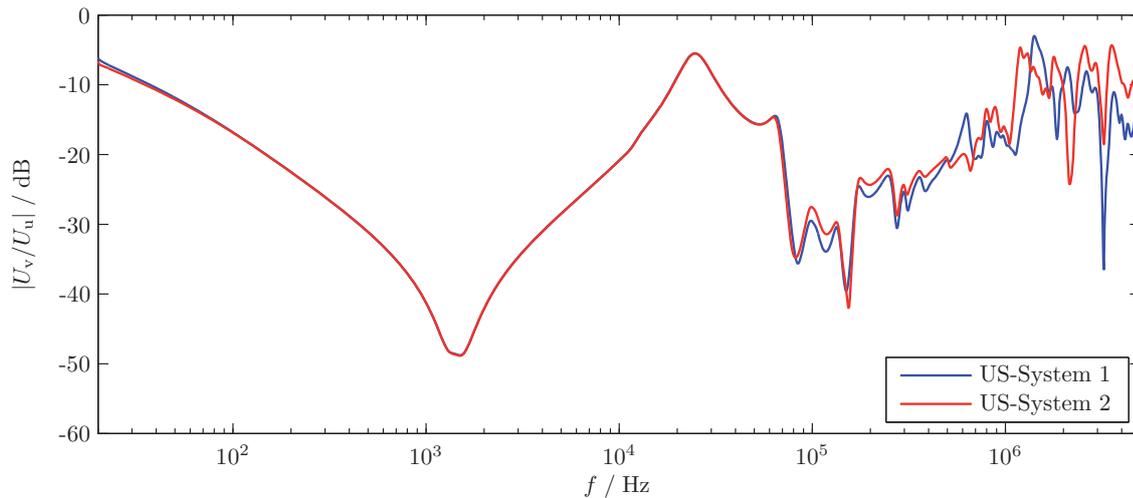


Abb. 7.35: Vergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen eines 76-MVA-Eigenbedarfstransformators in Doppelstockausführung mit Stufenschalter in der OS, beide Schalter in Stufe 0

Dies kann eine wesentliche Einschränkung für bestimmte Klassen von Transformatoren darstellen, da in der Praxis häufig keine baugleichen Transformatoren zum Vergleich zur Verfügung stehen und eine Erstmessung der Übertragungsfunktion nur den Ausgangspunkt eines zeitbasierten Vergleichs darstellt, wobei noch keine Bewertung möglich ist.

## Kapitel 8

# Verfahren zur Verkürzung der Diagnosedauer

Diagnostische Vor-Ort-Messungen in Umspannwerken und Kraftwerksanlagen erfordern über längere Zeit den Stillstand des zu untersuchenden Leistungstransformators. Neben der reinen Messzeit kommen Ab- und Aufrüstzeiten der zum vollständigen Freischalten des Transformators von seinen Anschlussleitungen auf allen Spannungssystemen sowie die Verkabelung der Diagnosemessung hinzu. Eventuell ist zusätzliche Zeit bis zur Einstellung eines Temperaturgleichgewichts einzuplanen. Um die diagnostische Maßnahme so wirtschaftlich wie möglich zu gestalten und wieder die höchste Verfügbarkeit seiner Systeme zu erreichen, liegt es im Interesse des Betreibers, die gesamte Stillstandszeit so kurz wie nur möglich zu halten.

Häufig werden gerade während Kraftwerksrevisionen weitere Gewerke durch einen solchen Stillstand aus Sicherheitsgründen blockiert, beispielsweise Arbeiten an der Generatorableitung. Der zeitliche Ablauf beim Freischalten des Transformators lässt sich im Allgemeinen nicht verkürzen, der Fokus richtet sich hier auf die Verkürzung der Diagnosemessung inklusive der Aufbauzeit.

In diesem Kapitel wird ein Konzept zur Verkürzung der notwendigen Gesamtzeit durch Verwendung eines gemeinsamen Kabelsatzes vorgestellt. Weiterhin wird untersucht, ob ein vergleichbarer Ansatz zur Verkürzung des Zeitbedarfs bei der Messung der Übertragungsfunktion umsetzbar ist.

### 8.1 Zeitbedarf bei konventioneller Messtechnik

Die zur Diagnose notwendige Gesamtzeit setzt sich im Wesentlichen aus zwei Teilen zusammen: Die zum Aufbau der Messanlage notwendige Zeit und die Dauer der eigentlichen Messung. Der Zeitbedarf des Messzyklus wird durch die Art der Messung bestimmt und ist fast immer unabhängig von der Größe des zu untersuchenden

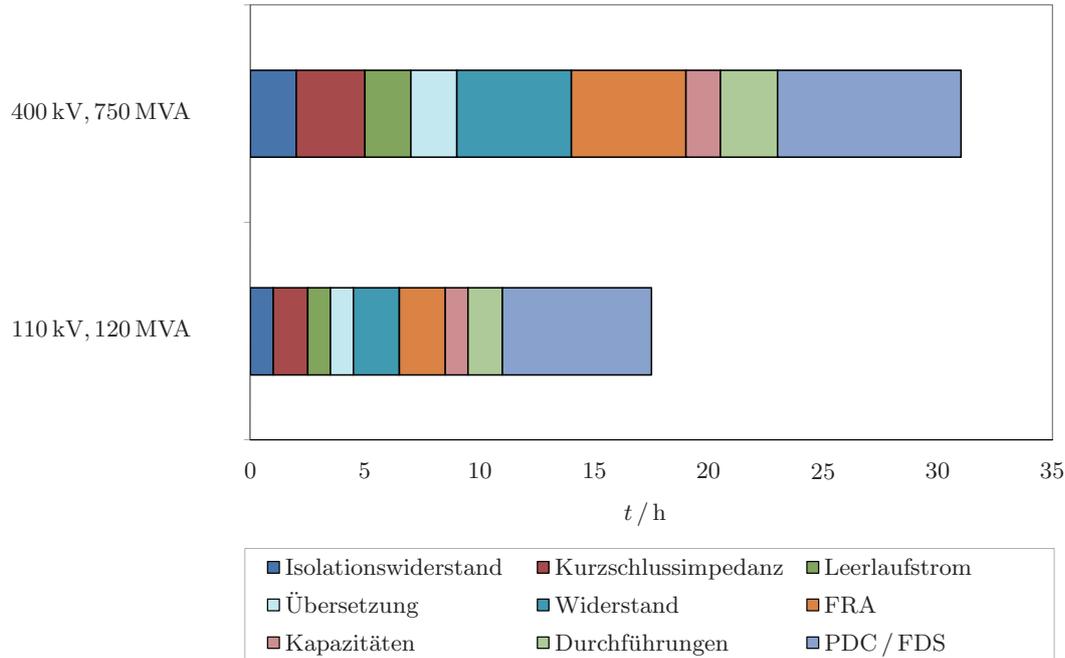


Abb. 8.1: Diagnose von Maschinentransformatoren: Zeitbedarf inklusive Rüstzeiten

Objekts. Seitens des Benutzers bestehen kaum Möglichkeiten zur Beschleunigung beim Ablauf der elektrischen Einzelmessungen.

Abbildung 8.1 zeigt beispielhaft den Zeitbedarf bei der Diagnose eines Maschinentransformators der Spannungsebenen 110 kV und 400 kV. Bei vielen Messungen wird der Zeitbedarf durch das Einrichten und Verkabeln der Messung bestimmt. Sind die Anschlüsse eines 110-kV-Transformators meist über den Deckel oder mit einer Leiter zugänglich, steigt die Rüstzeit mit zunehmender Größe des Transformators und bei höheren Spannungsebenen deutlich an. Überlicherweise ist dann die Nutzung von hydraulischen Arbeitsbühnen oder Gerüsten notwendig. Daher bietet es sich an, Maßnahmen zu untersuchen, welche die Rüstzeiten zwischen den Messungen minimieren oder mehrere diagnostische Kennwerte aus einer Messung ableiten und so die Anzahl an Umbauvorgängen reduzieren.

## 8.2 Universelles Anschlusssystem

Viele kommerzielle Geräte zur Diagnose von Leistungstransformatoren verfügen serienmäßig über Kabelsätze, die sich aufgrund des Aufbaus und der Leitungslänge nur an Transformatoren kleiner oder mittlerer Größe verwenden lassen. Um die Verkabelung bei Großtransformatoren zu vereinfachen und zu beschleunigen wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Anschlusssystem entworfen mit dem Ziel, möglichst viele Diagnosemessungen mit dem gleichen Kabelsatz durchführen zu können. So kann auf zeitintensive Umbauarbeiten zwischen den Messungen weitgehend verzich-

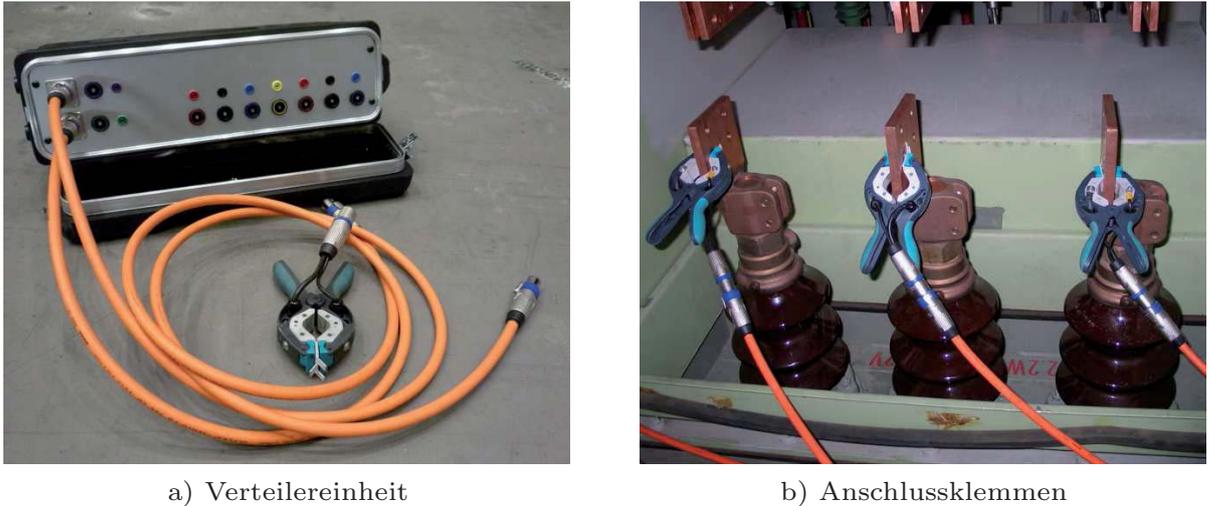


Abb. 8.2: Universelles Anschlussystem für Leistungstransformatoren

tet werden und es stehen Messleitungen zur Verfügung, die für den Einsatz an den größten Transformatoren ausgelegt sind.

Besonders deutlich wird der Zeitgewinn an Maschinentransformatoren mit großer Bemessungsleistung der 220- oder 400-kV-Ebene wie in Abbildung 8.3 dargestellt, da hier die Rüstzeiten bei vielen Diagnosemessungen die tatsächliche reine Messzeit überschreiten. Hier lässt sich bei den mit dem Anschlussystem durchführbaren Messungen der Zeitbedarf auf 50% der Zeit einer herkömmlichen Messung reduzieren.

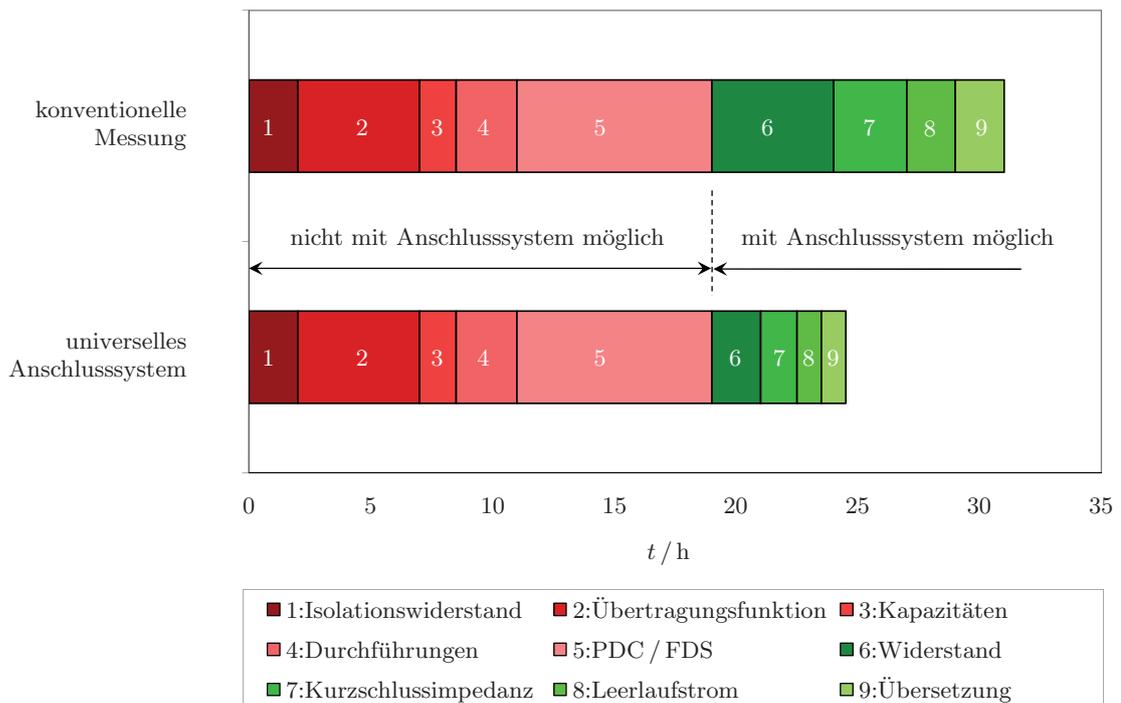


Abb. 8.3: Diagnosedauer an einem 750-MVA-Maschinentransformator (420/21 kV)

Tabelle 8.1 führt die zur Vor-Ort-Diagnose eines Leistungstransformators üblichen Messungen und die Eignung des Anschlussystems für die jeweilige Messung auf. In den folgenden Abschnitten wird auf die einzelnen Komponenten detailliert eingegangen.

Messung	Anschlussystem verwendbar?	Bemerkung
DC-Widerstand	X	Entladewiderstand im Verteiler integriert
Kurzschlussimpedanz	X	
Isolationswiderstand	-	Hochspannung
Übertragungsfunktion	-	siehe Abschnitt 8.3
Leerlaufstrom	X	
PDC/FDS-Messung	(-)	Untersuchung steht aus
Übersetzung	X	
Durchführungen	-	Hochspannung, Messanschlüsse der Durchführungen sind nicht integriert
Wicklungskapazitäten	(-)	Untersuchung steht aus

Tab. 8.1: Durchführbarkeit von Diagnosemessungen mit dem universellen Anschlussystem

### 8.2.1 Aufbau des Signalverteilers

Die zur Feststellung des Zustands besonders häufig untersuchten großen Maschinentransformatoren haben allesamt die Schaltgruppe YNd5 und somit vier Oberspannungs- und drei Unterspannungsanschlüsse. Daher wurde der Signalverteiler mit sieben Kanälen ausgestattet. Die Abgänge zum Transformator befinden sich auf der Rückseite. Abbildung 8.2a zeigt die Vorderseite des Verteilers mit dem Anschlussfeld für die Messgeräte.

Durch die Verwendung von Standardsteckern finden alle handelsüblichen Messgeräte Anschluss an den Signalverteiler.

Sämtliche Phasen des Transformators sind über rückwärtige Kabeleingänge auf das Anschlussfeld gelegt. Es steht pro Kanal ein bis 60 A belastbarer Leiter und ein Rückleiter zur Messung von Spannungen unmittelbar an den Anschlussklemmen zur Verfügung. Beide Leiter sind auf herkömmliche 4-mm-Laborbuchsen gelegt. Zur Einspeisung von Strömen ab 32 A besteht zusätzlich die Möglichkeit, über einen Kombiverbinder MC-Stecker zu verwenden.

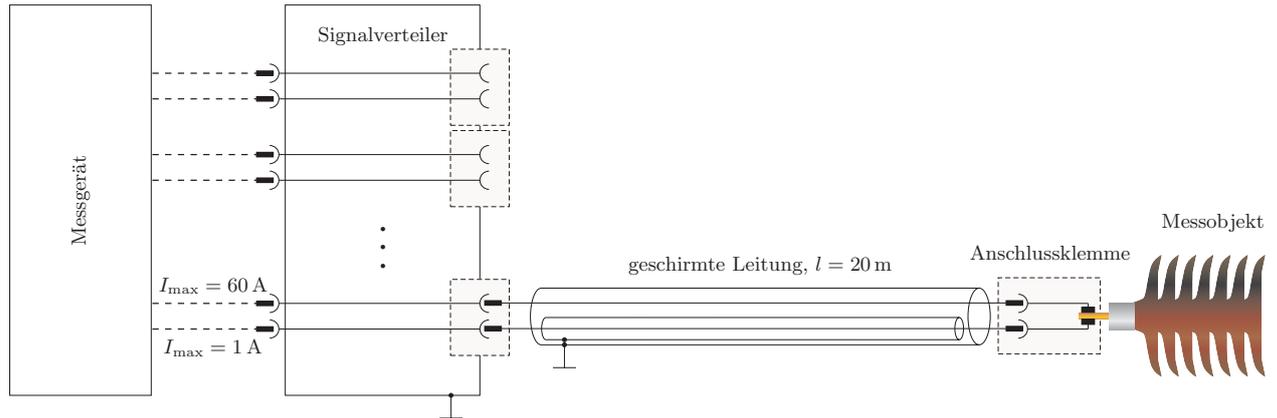


Abb. 8.4: Aufbau des universellen Anschlusssystems

Zusätzlich ist zum raschen Entladen des magnetischen Kreises bei der Widerstandsmessung ein zuschaltbarer Leistungswiderstand integriert.

### 8.2.2 Aufbau der Anschlussleitungen

Zum Einsatz kommt ein Leitungstyp, der ursprünglich zur Verwendung bei umrichtergeführten Schleppkettenantrieben bestimmt ist. Vorteil dieser Ausführung sind die hohe Flexibilität und hohe Zahl an möglichen Biegezyklen. Gleichzeitig ist die äußere Umhüllung sehr resistent gegen mechanische Beschädigung. Die Leitung verfügt über einen Gesamtschirm aus Drahtgeflecht mit Folienauflage und separate Folienschirme der Steuerleitungen (Abbildung 8.5). Der maximale Strom von  $I_{\text{Mess}} = 60 \text{ A}$  wird über vier parallele Leiter à  $1,5 \text{ mm}^2$  (Gesamtquerschnitt  $6 \text{ mm}^2$ ) geführt, als Rückleiter für stromfreie Spannungsmessungen dient eine Steuerleitung mit  $1 \text{ mm}^2$  Querschnitt.



Abb. 8.5: Messkabel mit Gesamtschirm und Folieneinzelschirm

Die Länge der Leitung ist zu  $l = 20 \text{ m}$  gewählt. So kann das System auch an den größten in Deutschland eingesetzten Maschinentransformatoren mit Bemessungsleistungen jenseits 1000 MVA verwendet werden. Durch größere Leitungslängen könnte zwar eine noch größere Flexibilität beim Aufbau erreicht werden, jedoch steigt das Gewicht und Volumen eines einzelnen Kabelrings an, so dass die Handhabbarkeit eingeschränkt wird.

Als Verbinder werden beidseitig verpolungssichere, stromtragfähige Multikontaktstecker mit selbstrastender Verriegelung verwendet.

### 8.2.3 Aufbau der Anschlussklemmen

Die Anschlussklemmen (Abbildung 8.2b zeigt den Anschluss an Flachkupferbahnen) sind zangenförmig und selbstklemmend ausgeführt. Die Formgebung der Kontaktstücke ermöglicht die sichere Anbringung an gängigen zylindrischen Durchführungsbolzen sowie an Kupferschienen, wie sie häufig an Unterspannungsableitungen zu finden sind.

Durch die hohe Klemmkraft ist die zuverlässige Übertragung von Strömen bis 80 A sichergestellt. Der Prüfstrom wird über das Kontaktstück eines Zangenschenkels zugeführt, das zweite, symmetrische Kontaktstück ist mit dem Rückleiter verbunden. Da sich die Kontaktstücke nicht berühren, wird die galvanische Verbindung erst am Prüfobjekt hergestellt. So ist eine Spannungsmessung am Prüfling ohne Fehler durch Übergangswiderstände an der Verbindungsstelle möglich.

Abbildung 8.6 zeigt die Klemme am Modell eines Durchführungsbolzens. Deutlich ist die Trennung der beiden Kontaktstückhälften zu erkennen. Durch die prismenförmige Formgebung der Kontaktflächen ist eine sichere Kontaktierung gegeben.



Abb. 8.6: Anschlussklemme am Modell eines Durchführungsbolzens

## 8.3 Allpolige Messung der Übertragungsfunktion

Aufgrund der komplexen Anschlusstechnik bei der Messung der Übertragungsfunktion ist der Umbau der Messkonfiguration im Vergleich zu anderen diagnostischen Messverfahren besonders zeitaufwändig, da bei einem vollständigen Durchlauf eine Vielzahl an verschiedenen Schaltungen von Quelle und Empfänger vorgenommen werden muss. Auch die Erdungsverbinder müssen bei jedem Umbau umgesetzt werden, um die gewünschte Reproduzierbarkeit zu erhalten. Dieser Zeitaufwand macht

sich insbesondere bei Transformatoren großer Bemessungsleistung und hohen Nennspannungen bemerkbar, wo die Anschluss- und Erdpunkte nur mit Aufstiegshilfen erreicht werden können. Hier überwiegt die Rüstzeit die reine Messzeit.

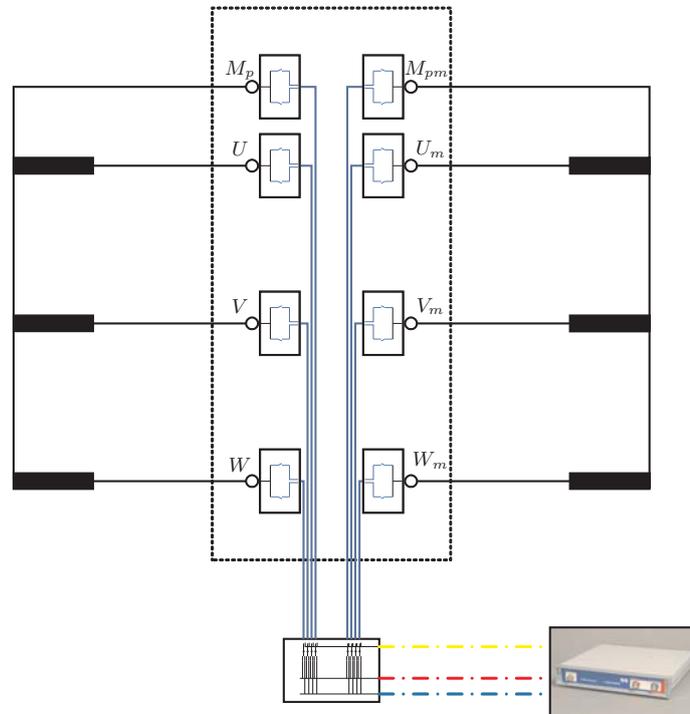


Abb. 8.7: Allpolige Messung der Übertragungsfunktion an einem Netzkuppeltransformator

Eine Integration der Messung der Übertragungsfunktion in das in Abschnitt 8.2 vorgestellte universelle Anschlussystem könnte zu einer wesentlichen Reduktion der Gesamtmesszeit führen, da Umbauarbeiten zwischen den Messdurchläufen entfallen. Weiterhin ist denkbar, so automatisierte Messabläufe ohne Benutzereingriff zu realisieren. Abbildung 8.7 zeigt den Anschluss eines konventionellen FRA-Geräts an einen Netzkuppeltransformator mit dauerhaft angeschlossener, wählbarer Zuschaltung der einzelnen Transformator клемmen ( $1 \dots n$ ) über eine geeignete Steuerung.

### 8.3.1 Problemstellung und Konzept

Da es sich bei der Messung der Übertragungsfunktion um ein Verfahren handelt, das einen breiten Frequenzbereich abdeckt, ist zu berücksichtigen, dass nicht verwendete, leerlaufende Messleitungen die gemessene Übertragungsfunktion beeinflussen.

Aufgrund des Leitungskapazitätsbelags von rund  $100 \frac{\text{pF}}{\text{m}}$  bei Koaxialkabel RG58/U oder RG213/U und Messleitungslängen von bis zu 20 m summieren sich Kapazitäten im Bereich mehrerer nF, die bei der Betrachtung des Leistungstransformators als RLCM-Netzwerk nicht mehr vernachlässigt werden können: Abbildung 8.8

zeigt den prinzipiellen Aufbau zur Untersuchung der Auswirkung von leerlaufenden Messkabeln an Transformator клемmen, die nicht direkt gemessen werden.

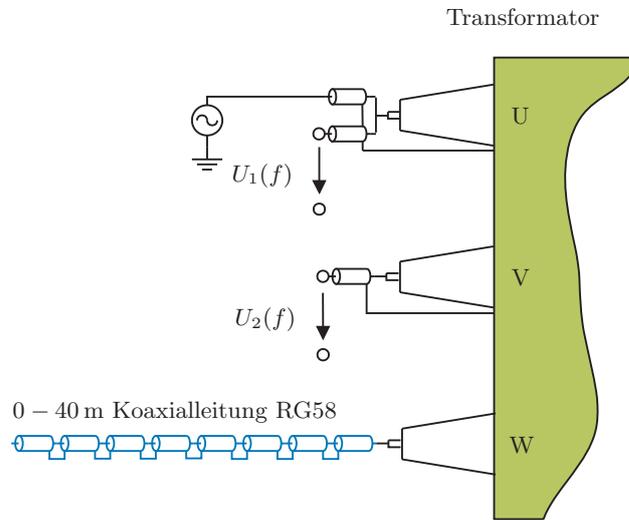


Abb. 8.8: Schrittweises Hinzufügen einer leerlaufenden Koaxialleitung während der Messung der Übertragungsfunktion

Abbildung 8.9 zeigt die Übertragungsfunktion einer Dreieckwicklung zwischen den Phasen U und V am Beispiel eines 800-kVA-Verteiltransformators (20/0,4 kV). An die Phase W wurde in 5-Meter-Schritten eine leer laufende Koaxialleitung RG58/U bis zu einer Länge von 40 m angeschlossen. Dies führt zu einer breitbandigen Beeinflussung der gemessenen Übertragungsfunktion zwischen Phase U und V, eine deutlich sichtbare Auswirkung ist bereits bei einer Leitungslänge von 5 m gegeben.

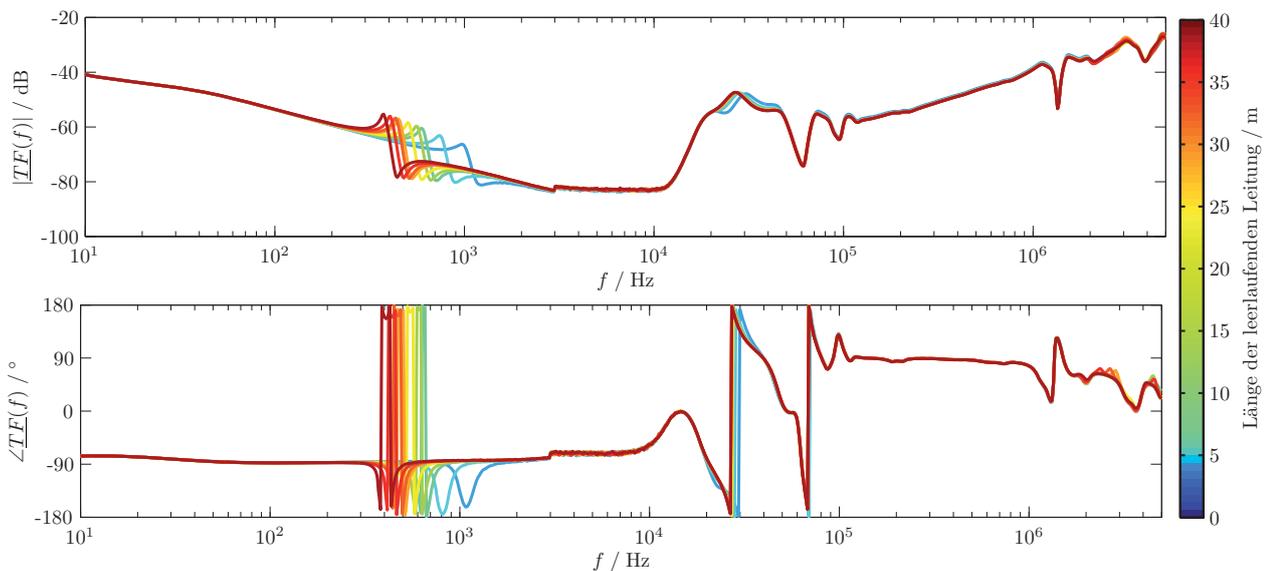


Abb. 8.9: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch eine leerlaufende Koaxialleitung im gleichen Wicklungssystem

Um eine rückwirkungsfreie Aufzeichnung der Übertragungsfunktion zu ermöglichen, müssen die Signalleitungen unmittelbar am Anschlußpunkt an der Spitze der Durchführung geschaltet werden. Hierzu wurde ein geeignetes System aus zentraler Signalaufbereitung und verteilten Schaltelementen, die Transformator und Signalleitung bei Bedarf entkoppeln, gemäß Abbildung 8.10 entworfen. Als Signalquelle und Messsystem kam das konventionelle FRA-Gerät *Omicron FRAnalyzer* [Omi06] zum Einsatz.

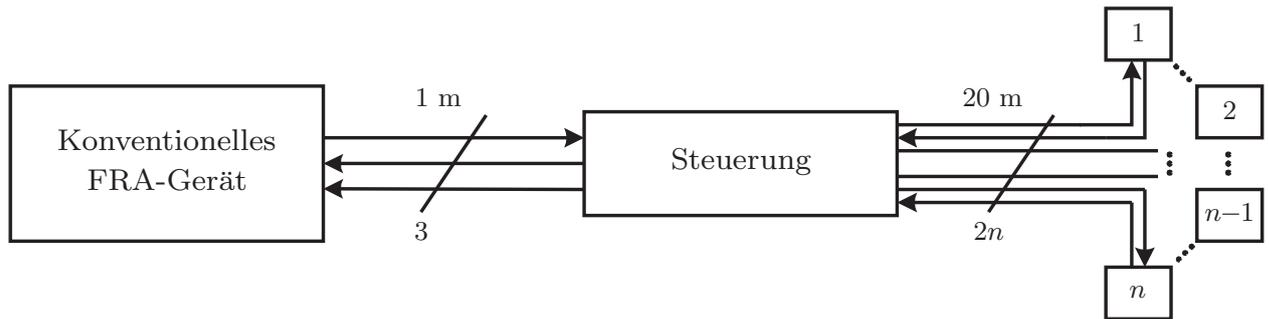


Abb. 8.10: Konzept der allpoligen Signalverteilung

Das System wurde mit acht Kanälen ausgeführt. So lassen sich gleichermaßen Maschinentransformatoren (übliche Schaltgruppe Ynd5, sieben Kanäle) wie auch Netzkupplertansformatoren (meist Schaltgruppe YNyn0, acht Kanäle) anschließen. Zur Beschränkung des Aufwands und der Kanäle wurden eventuell vorhandene Ausgleichswicklungen (Dreieckschaltung) nicht berücksichtigt.

### 8.3.2 Zentraler Signalverteiler

Der Signalverteiler ist in ein geschirmtes Blechgehäuse integriert. Jeweils ein Hin- und ein Rückleiter führen über BNC-Verbinden zu jeder Anschaltbox. Sämtliche auf Platinen ausgeführte Leitungsführungen sind zur Vermeidung von Signalreflektionen als Mikrostreifenleitung mit einer Impedanz  $Z_L = 50 \Omega$  ausgeführt.

Als Schaltelemente kommen Hochfrequenzrelais *Omron G6Z* als platinenmontiertes Bauteil mit  $Z_L = 50 \Omega$  Wellenwiderstand zum Einsatz. Diese bis zu einer Frequenz von 3 GHz einsetzbaren Relais bieten eine geringe Durchgangsdämpfung bei hoher Linearität im Frequenzbereich bis zu 10 MHz und verfügen über einen Wechselkontakt. Über eine Schaltlogik kann die gewünschte Signalverteilung vorgenommen werden. Der Signalverteiler wird über eine integrierte Batterie versorgt [Cho08].

Der Verteiler erzeugt eine Einfügedämpfung von weniger als 0.3 dB bei 2 MHz und verfügt aufgrund der Verwendung impedanzrichtiger Bauelemente über eine zufriedenstellende Linearität über den interessierenden Frequenzbereich bis 5 MHz. Das dem FRA-System zugeführte Eingangssignal entspricht bei idealer Signalübertragung der Leitungswege und impedanzrichtiger Terminierung mit  $Z_{\text{Mess}} = 50 \Omega$  im

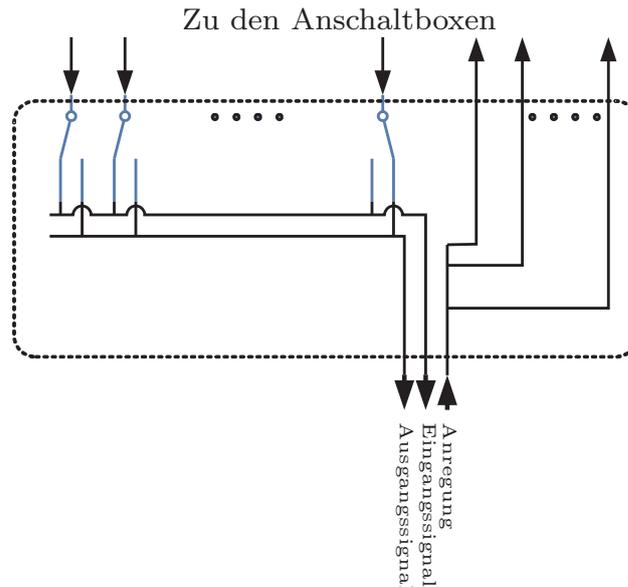


Abb. 8.11: Zentraler Signalverteiler

Messgerät dem an einer Klemme des Transformators aufgeschalteten Anregungssignal.

### 8.3.3 Schaltboxen an den Anschlüssen des Transformators

Die Steuerung der Schaltboxen ist in wetterfeste, geschirmte Blechgehäuse integriert, die mit Hilfe eines Klettbands unmittelbar an der Durchführung nahe des Anschlussbolzens befestigt werden können. Ein Schaumgummi schützt das Porzellan der Durchführung vor Beschädigung (Abbildung 8.13a). Durch diese Montagetechnik kann das verbleibende, ständig in die Messungen eingebundene Leitungsstück sehr kurz (ca. 30 cm) gehalten werden und hat so keinen spürbaren Einfluss auf die bis 2 MHz gemessene Übertragungsfunktion.

Das Schaltbild des Geräts ist in Abbildung 8.12 skizziert, Tabelle 8.2 führt die möglichen Relaisstellungen auf:

- *Quelle*: Die über das erste Koaxialkabel zugeführte Sinusspannung der Signalquelle wird in den Transformator eingespeist und über das zweite Koaxialkabel als Referenz an das FRA-Gerät zurück geleitet. Beide Schaltelemente sind geschlossen.
- *Empfänger*: Das Antwortsignal wird am Anschluss des Transformators entnommen und über einen Koaxialleiter an das FRA-Gerät geleitet. Die Signalquelle befindet sich im Leerlauf.
- *offener Anschluss*: Dieser Zustand entspricht einem ungeschalteten Anschluss des zu prüfenden Transformators. Beide Relais sind geöffnet.

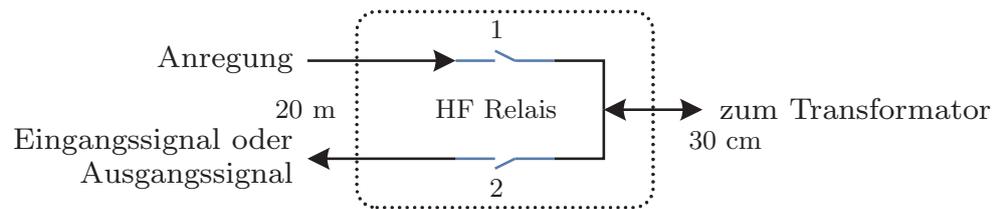


Abb. 8.12: Prinzip der Anschlagbox

Da es sich um Prototypen handelt, wurde auf eine aufwändige zentrale Ansteuerung verzichtet. Die gewünschte Funktion des Anschlusses (Quelle, Empfänger, offener Anschluss) wird über einen Kippschalter direkt an der Anschlagbox vorgewählt. Zur Kontrolle des Schaltzustands sind LEDs integriert, eine Batterie versorgt die Einheit. Über einen Schraubverbinder mit Flügelmutter wird das Geflechtband zur Verbindung der Messgeräteerde mit dem Transformatorkegel angeschlossen.

Betriebsmodus	HF Relais 1	HF Relais 2
„Quelle“	geschlossen	geschlossen
„Empfänger“	offen	geschlossen
„offener Anschluss“	offen	offen

Tab. 8.2: Schaltzustände der Anschlagbox

Auch das Design und der Schaltungsentwurf der Anschlagboxen orientiert sich wie der in Abschnitt 8.3.2 vorgestellte Signalverteiler an Kriterien der Hochfrequenztechnik.

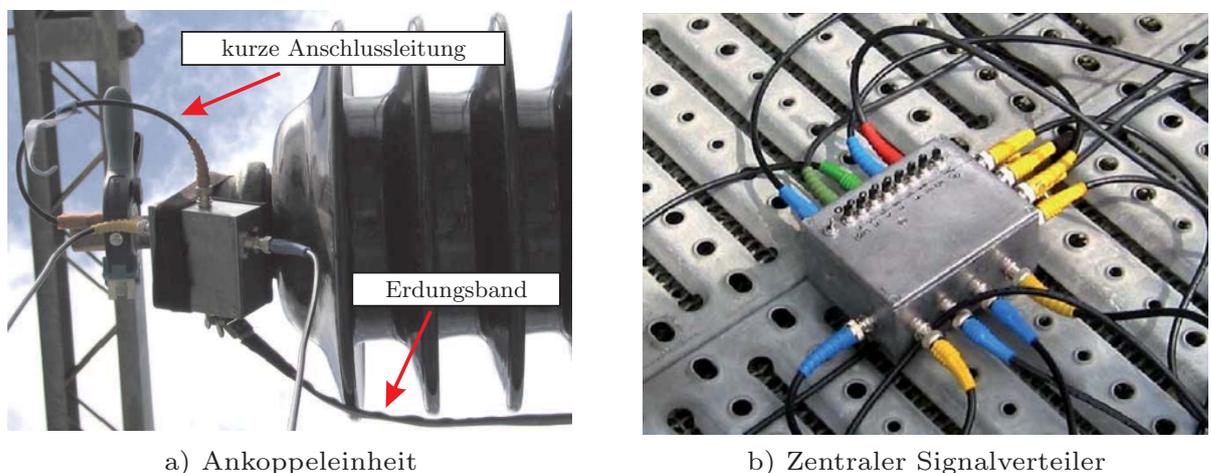


Abb. 8.13: Praktische Umsetzung der Komponenten

### 8.3.4 Durchgeführte Messungen

Während der Konzeptions- und Entwicklungsphase wurden begleitende Messungen an einem kleinen Verteiltransformator im Labor durchgeführt. Um die Eignung zur Messung an Großtransformatoren festzustellen, wurde das System an einem 180 MVA-Wandertransformator in einem Umspannwerk erprobt.

#### 8.3.4.1 250-kVA-Verteiltransformator

Für Vorversuche und zur Auswahl geeigneter Bauteile für den Aufbau wurde das System im Labor an einem Verteiltransformator 20/0.4 kV / 250 kVA, Schaltgruppe Dyn5 erprobt. Um die Bedingungen bei Vor-Ort-Messungen an großen Leistungstransformatoren zu simulieren, betrug die Länge der Koaxialleiter zwischen zentralem Verteiler und den Schaltboxen bereits im Labor 20 m.

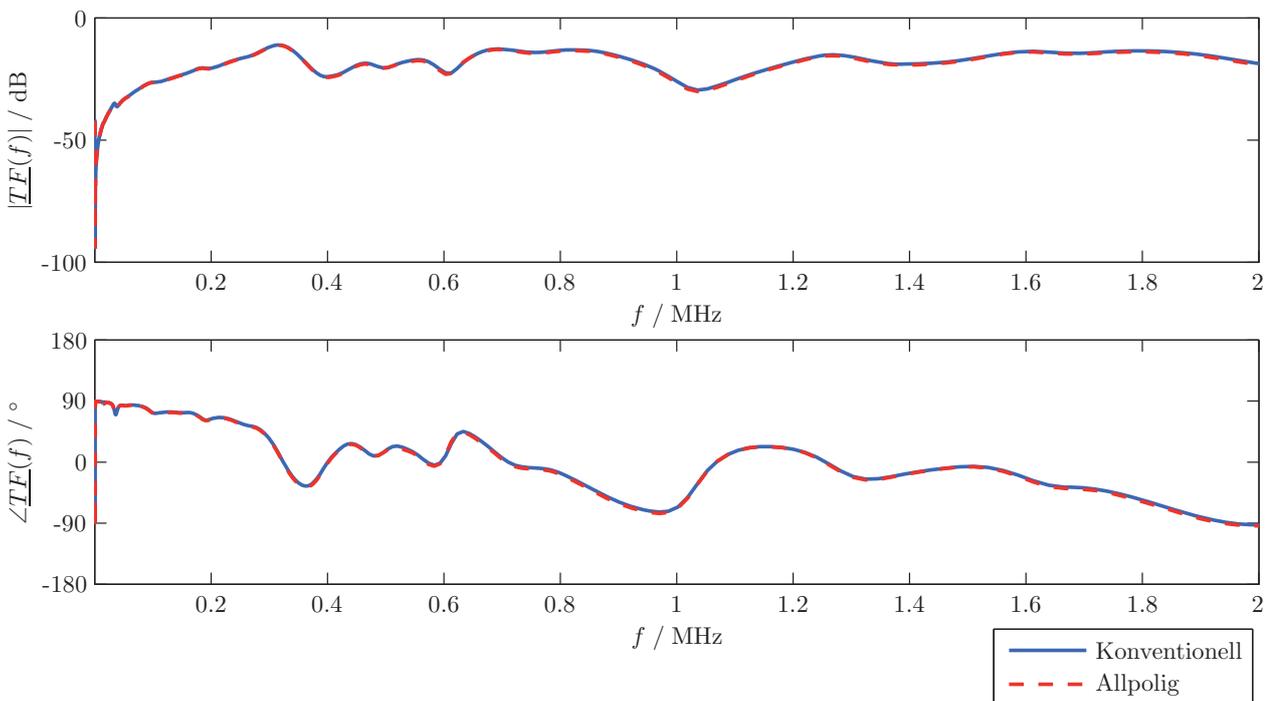


Abb. 8.14: Vergleich konventionelle und allpolige Messung der Übertragungsfunktion 1U–1V an einem 250-kVA-Verteiltransformator

Im Vergleich zur Messkabel­länge liegen die Verbindungspunkte der Erdungs­bänder der Schaltboxen am Kessel sehr nah beieinander, zwischen den am weitesten entfernten Punkten lagen nur rund 50 cm. Wie bei Großtransformatoren wurden die Verbindungen zwischen Messerde und Transformator­kessel mit Aluminium­geflecht­band hergestellt.

Abbildung 8.14 zeigt die Messungen am 20-kV-System des Verteiltransformators zwischen den Klemmen 1U und 1V. Der Vergleich zwischen dem konventionellen

System und dem allpoligen Messaufbau zeigt keine Abweichungen im ausgewerteten Frequenzbereich bis 2 MHz.

### 8.3.4.2 180-MVA-Netzkuppeltransformator

Nach erfolgreicher Erprobung des Systems an einem Verteiltransformator begrenzter Größe und Bemessungsleistung wurden an einem 220/110 kV-Netzkuppeltransformator mit 180 MVA Bemessungsleistung die Übertragungsfunktionen mit der konventionellen Methode und der allpoligen Messung erfasst. Im ersten Schritt wurden sämtliche Übertragungsfunktionen der definierten Messreihe mit einem herkömmlichen, kommerziellen Gerät aufgezeichnet. Anschließend wurde das allpolige System montiert und an das vorher verwendete FRA-Gerät angeschlossen. Hierbei wurden zur Verbindung der Messgeräteerde mit dem Transformatorkegel die gleichen Verbinder und identische Verbindungspunkte verwendet.

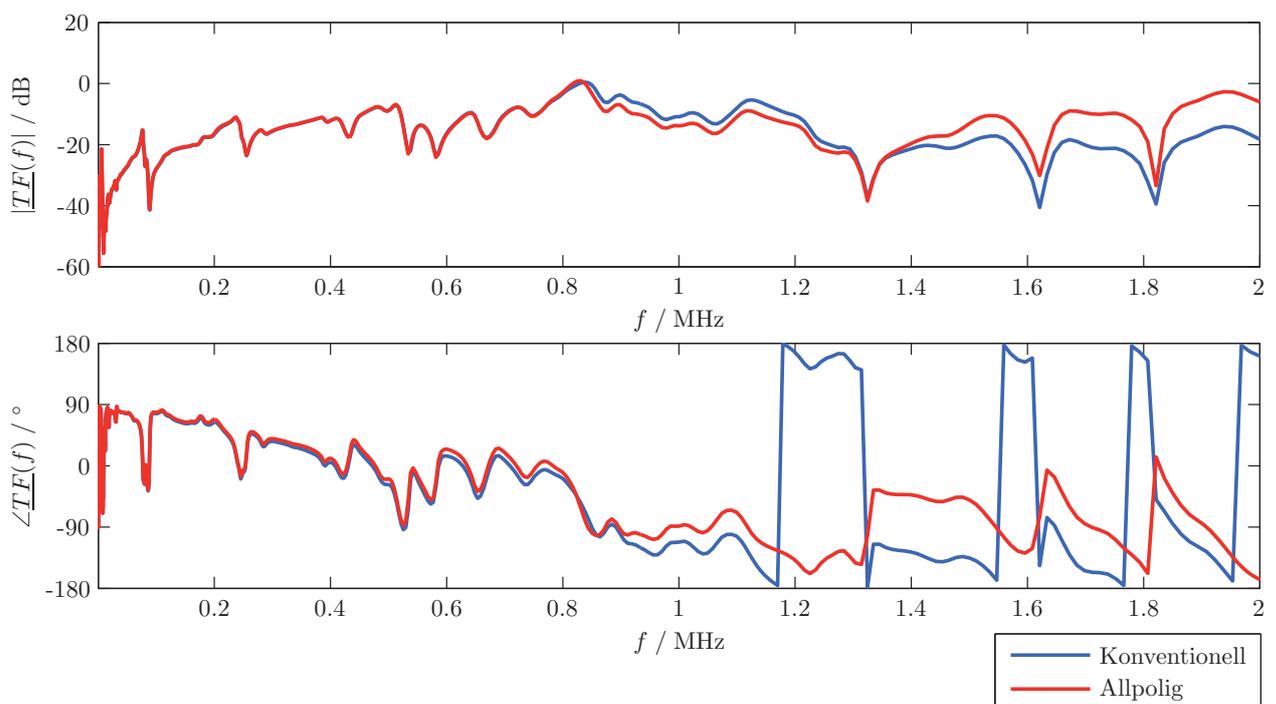


Abb. 8.15: Vergleich der konventionell und allpolig gemessenen Übertragungsfunktion 1V–1N an einem 180-MVA-Netzkuppeltransformator in Stufe 1

Im Betrag der Übertragungsfunktion ist ab 700 kHz eine zunehmende Abweichung der Übertragungsfunktionen feststellbar. Betrachtet man die Phase, zeigen sich bereits ab 300 kHz Unterschiede in den Kurvenverläufen [HCL09].

Die mit dem hier vorgestellten allpoligen Messsystem erfassten Übertragungsfunktionen lassen sich nur eingeschränkt mit den Messungen eines herkömmlichen Systems vergleichen, da es bereits bei moderaten Frequenzen unter 1 MHz zu Abweichungen in Betrag und Phase kommt. Um eine zufriedenstellende Reproduzierbar-

keit der Übertragungsfunktion zu gewährleisten, sollten die aufgezeichneten Kurven unterschiedlicher Messsysteme bei gleichem Prüfobjekt bis mindestens 1 MHz keine ausgeprägten Abweichungen aufzeigen.

Möchte man herkömmliche Messungen der Übertragungsfunktion an großen Leistungstransformatoren mittels eines allpoligen Anschlussystems reproduzieren, so wäre es notwendig, nicht nur die korrekten Schaltungen der Signalpfade vorzunehmen, sondern auch der Verbindungen zwischen Kessel und Messerde schaltbar auszuführen. Eine Erweiterung der bestehenden Anlage ist Gegenstand zukünftiger Untersuchungen.

## 8.4 Zusammenfassung

Eine Integration der FRA in ein universelles Anschlussystem ist nicht unmittelbar möglich. Leerlaufende Leitungen beeinflussen die aufgezeichnete Übertragungsfunktion über einen weiten Frequenzbereich. Um die Rückwirkung des Messaufbaus gering zu halten, sind unmittelbar an den Anschlüssen des Transformators Schaltelemente erforderlich, die sich für hochfrequente Signale eignen.

Aufgrund der wirksamen Impedanz des Transformatorskessels beeinflusst die Zahl und Position der Verbinder zwischen Kessel und Messerde die aufgezeichnete Übertragungsfunktion. An kompakten Messobjekten, wie Verteiltransformatoren, macht sich dieser Effekt nicht bemerkbar. An räumlich ausgedehnten Großtransformatoren trat beim Vergleich der allpoligen Messung mit einem herkömmlichen Aufbau ab 700 kHz eine abweichende Dämpfung im Betrag und eine Verschiebung der Phase der Übertragungsfunktion auf.

# Kapitel 9

## Ergebnisse und Ausblick

### 9.1 Vor-Ort-Messung der Übertragungsfunktion

Das zu messende Objekt sollte an allen Anschlüssen über Luftstrecken von den sonstigen Anlagenkomponenten getrennt sein. Bei Netzfrequenz gut wirksame Isoliermaterialien haben unter Umständen ein nicht bekanntes Frequenzverhalten und können die Messung beeinflussen. Diese Auswirkungen machen sich vor allem im Bereich bis 100 kHz bemerkbar.

Die Messung der Übertragungsfunktion reagiert empfindlich auf Abweichungen im Aufbau des Erdungssystems: Unzulänglichkeiten oder Veränderungen der Verbindungen zwischen Messerde und dem Transformatorkessel können sich bereits bei Messfrequenzen ab 200 kHz bemerkbar machen und resultieren in erster Linie in abweichender Dämpfung des Betrags der Übertragungsfunktion, ohne dass es zu Resonanzverschiebungen kommt.

Wird bei aktuellen SFRA-Geräten die Behandlung der Erdungsverbinder beachtet, ergibt sich eine gute Vergleichbarkeit der Einzelmessungen der verschiedenen Geräte. Weichen die verwendeten Messspannungen ab, kann es gegebenenfalls zu Abweichungen im Bereich der durch den Magnetkern beeinflussten ersten Resonanzstelle kommen.

Der in dieser Arbeit verwendete Messaufbau gewährleistet eine hohe Reproduzierbarkeit der Messung am gleichen Objekt auch nach längerer Zeit und ist daher zur Zustandserfassung mit zufriedenstellender Genauigkeit an größten Leistungstransformatoren geeignet.

Jenseits einer Messfrequenz von 1 MHz nehmen die Abweichungen der gemessenen Übertragungsfunktion selbst bei präziser Rekonstruktion des Messaufbaus signifikant zu. Neben einem abweichenden Betragsgang kommt es zu Verschiebungen oder Neuausbildungen von Resonanzstellen.

Eine Erweiterung des auszuwertenden Frequenzbereichs auf bis zu 10 MHz, wie in [WVS05] vorgeschlagen, ergibt bei den momentan verwendeten Aufbauten bei Vor-

Ort-Messungen an großen Leistungstransformatoren keinen Informationsgewinn. Die Empfindlichkeit der Übertragungsfunktion auf geringe Änderungen im Erdungskreis jenseits 1 MHz birgt die Gefahr von falsch positiven Ergebnissen bei der Auswertung der FRA, erscheint derzeit nicht aussagefähig und wird nicht empfohlen.

Das Risiko von Ausfällen durch nicht erkannte Wicklungsdeformationen ist in deutschen Anlagen als eher gering einzuschätzen. Während der Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit konnte an keinem Transformator über Vergleiche mit vorhandenen Fingerprints, baugleichen Transformatoren oder zwischen verschiedenen Phasen des untersuchten Transformators Wicklungsdeformationen nachgewiesen werden. Die meisten festgestellten Abweichungen konnten auf Unzulänglichkeiten im Aufbau der Messanlage zurückgeführt werden. Daher hat die Sorgfalt beim Aufbau und Anschluss der Messanlage am zu untersuchenden Objekt großen Einfluss beim Erreichen hoher Reproduzierbarkeit.

Dennoch leistet die Messung der Übertragungsfunktion einen wichtigen Beitrag bei der Vor-Ort-Diagnostik zur Zustandserfassung eines Leistungstransformators. Zieht man die Ergebnisse weiterer Diagnoseverfahren bei der Auswertung hinzu, lassen sich im Sinne einer Differentialdiagnostik weitere Schlüsse ziehen und das Risiko fehlerhafter Messungen wird reduziert.

## **9.2 Algorithmische Bewertung der Übertragungsfunktionen**

Der Bewertungsalgorithmus „DL/T911-2004“, der in viele kommerzielle FRA-Geräte integriert ist, ist mit Einschränkungen zur Erkennung von Abweichungen geeignet. Die gewählten Ansprechschwellen sind als verhältnismäßig unempfindlich einzuschätzen. Deutlich wird dies beim Vergleich der Übertragungsfunktion mit und ohne montierte Kondensatordurchführungen in Abschnitt 6.4.7.1, wo die Abweichungen bereits deutlich erkennbar sind, der Algorithmus jedoch den Transformator als unverändert einstuft. Auch Veränderungen am Erdungssystem werden nicht in allen Fällen erkannt.

Der NCEPRI-Algorithmus muss als unzuverlässig und nicht geeignet zur Erkennung von Abweichungen eingestuft werden. Durch den Algorithmus erkannte Abweichungen können über bloße visuelle Inspektion der Messkurven durch den Bediener erkannt werden. Reproduzierbare Messungen sind mit der aktuell verwendeten Gerätetechnik deutlich über die hier ausgewertete Frequenzobergrenze von 515 bis 700 kHz möglich.

Die im Algorithmus „Fehlerzahl“ verwendeten mathematischen Grundfunktionen ermöglichen eine empfindliche Beurteilung der Ähnlichkeit zweier Übertragungsfunktionen. Über die Wahl geeigneter Ansprechschwellen wurde das Verfahren auf die mit aktuellen Geräten erreichbare Reproduktionsgenauigkeit angepasst. Durch

den Aufbau im ausgewerteten Frequenzbereich verursachte Abweichungen werden zuverlässig erkannt.

### 9.3 Verkürzung der Diagnosedauer

Bei Kombination verschiedener diagnostischer Methoden mit dem Ziel der Zeiterparnis ergeben sich kaum Synergieeffekte. Hier bringt die Verwendung einer für mehrere Messungen verwendbaren Verkabelung signifikante Zeitgewinne. Es wurde ein den elektrischen und mechanischen Anforderungen entsprechender Verkabelungs- und Anschlusssatz zur Diagnose von Großtransformatoren entwickelt, der in Abhängigkeit von der örtlichen Situation eine Verkürzung der Diagnosedauer bis zu 50% ermöglicht.

Jedoch sind nicht alle untersuchten Diagnoseverfahren aufgrund ihrer abweichenden Anschlussschemata, der Leitungseigenschaften oder zu hoher Messspannungen für die Messung mit dem universellen Anschlusssystem geeignet.

Die allpolige Messung der Übertragungsfunktion ist mit konventionellen Messungen nur eingeschränkt vergleichbar. Aufgrund der veränderten Anzahl und Position der Verbindungen zwischen Transformatorkegel und Messerde weichen die so am gleichen Objekt aufgezeichneten Übertragungsfunktionen mit zunehmender Messfrequenz voneinander ab. Dieser Effekt ist vor allem an Großtransformatoren mit räumlich ausgedehntem Kessel zu beobachten.

### 9.4 Ausblick

Grundsätzlich lässt sich das in Abschnitt 8.2 vorgestellte Anschlusssystem für Leistungstransformatoren auch für die in Tabelle 8.1 bisher ausgeschlossenen Messverfahren ertüchtigen. Hier ist zu untersuchen, ob die Beschleunigung der Aufbauzeit für die jeweilige Messung in Relation zur steigenden Komplexität eines Aufbaus für mehrere Verfahren steht.

Um die Messergebnisse der in Abschnitt 8.3 vergestellten Anordnung zur allpoligen Messung der Übertragungsfunktion mit denen eines konventionellen, zweipoligen SFRA-Gerätes vergleichen zu können, ist eine Weiterentwicklung des Systems notwendig. Im hochfrequenten Bereich hat die Position und Anzahl der Erdverbindungen zwischen dem Transformator und dem Messsystem bei einem räumlich ausgedehnten Gesamtsystem merklichen Einfluss auf die Übertragungsfunktion. Daher wäre die Einführung schaltbarer Erdverbinder ein vielversprechender Ansatz um die abweichende Dämpfung der Kurve im Bereich hoher Frequenzen im Vergleich zur konventionellen Messung aufzuheben.

Offensichtlich lassen sich mit der Untersuchung der Übertragungsfunktion auch Schäden an den Kontakten des Stufenschalters erkennen. Hierüber gibt es noch keine ausreichenden wissenschaftlichen Erkenntnisse. Stufenschalterrevisionen begleitende FRA-Messungen könnten hier einen Beitrag zum Verständnis der Vorgänge leisten.

Die im Rahmen dieser Arbeit entstandene Datengrundlage von über 100 Transformatoren und rund 1100 gemessenen Übertragungsfunktionen stellt eine umfangreiche Basis für zukünftige Untersuchungen dar. Durch die so vorhandenen Ursprungsmessungen können zukünftig nach Kurzschlüssen oder aufgezeichneten Krafterwirkungen während Transporten die Messungen erneut durchgeführt und mit der Referenz verglichen werden.

# Anhang A

## Messabweichungen und Messunsicherheiten

Ein Großteil der vorliegenden Arbeit beschäftigt sich mit der Auswertung von Messkurven bzw. Messdaten. Hierbei ist es unabdingbar, einführend auf die verwendeten Definitionen für Messabweichungen und Messunsicherheiten einzugehen. Grundlage der verwendeten Namensgebungen bildet die Norm DIN 1319 Teil 1 [DIN19]. Im Folgenden sind die der Literatur entnommenen Definitionen und Methoden zusammengefasst.

Unter dem Begriff *Messen* sind sämtliche Tätigkeiten zusammengefasst, welche zur Ermittlung einer *Messgröße* notwendig sind. Diese Messgröße bildet in sich eine Eigenschaft des *Messobjektes*. Unter *Messen* wird dabei die überwiegend experimentelle Ermittlung eines Wertes verstanden. Die theoretische Überlegung, also der mathematisch fassbare Zusammenhang zwischen dem Messwert und einer gesuchten Größe, wird dabei als *Modell* der Auswertung bezeichnet [WW99].

### A.1 Messabweichungen

Als *Messabweichung* bezeichnet man die Abweichung des Messwertes  $x$  vom wahren Wert  $x_w$  der Messgröße. Diese Abweichung ist im Allgemeinen nicht bekannt, da die Messung statistischen Streuungen unterlegen ist und somit keine eindeutige Aussage über den wahren Wert der Messgröße getroffen werden kann. Steht allerdings ein Wert einer Messung hoher Präzision zur Verfügung und kann dieser als nahezu idealer Wert angenommen werden, so wird die *absolute Messabweichung* zu

$$F = x - x_w \tag{A.1}$$

definiert. Eine weitere wichtige Größe ist die *relative Messabweichung*, welche die absolute Messabweichung auf den momentanen wahren Wert der Messgröße bezieht.

$$F_r = \frac{F}{x_w} \text{ bzw. } F_{r,\%} = \frac{F}{x_w} \cdot 100 \quad (\text{A.2})$$

Der Begriff des *wahren* Wertes einer Messgröße ist von dem Begriff eines *richtigen* Wertes einer Messgröße abzugrenzen. Unter letzterem versteht man eine Konvention, in welcher ein Wert durch eine möglichst genaue Messung als Vergleichswert festgelegt wurde.

Einflussgrößen für Messabweichungen sind zum Beispiel: Unvollkommenheit des Messsystems und Messobjekts, Umwelteinflüsse und Einflüsse, die durch die Person des Beobachters verursacht werden. Oft lässt sich die Einflussgröße in reversible und nicht reversible Bestandteile zerlegen. Hinterlassen Einflussgrößen eine dauerhafte Veränderung am Messsystem, wie z.B. Alterung, spricht man von nicht reversiblen Einflussgrößen. Reversible Einflussgrößen führen zu keiner dauerhaften Veränderung des Messsystems. Solche Ursachen können z.B. Temperatur, Luftfeuchtigkeit etc. sein.

Häufig wird eine Einteilung in grobe, systematische und zufällige Messabweichungen vorgenommen:

- *Grobe Messabweichungen* sind Fehler im eigentlichen Sinne. Sie beruhen auf fehlerhaftem Verhalten des Beobachters oder auf offensichtlichen Mängeln des Messsystems.
- *Systematische Fehler* sind Anteile, die unter gleichen Bedingungen während der Messung mit immer gleichem Betrag und Vorzeichen auftreten. Wird eine systematische Messabweichung als solche erkannt, so kann das Messergebnis korrigiert werden. So lässt sich die Messgenauigkeit erhöhen. So korrigierte Messergebnisse werden als berichtigte Messergebnisse bezeichnet.
- Alles Weitere wird als *zufällige Messabweichungen* klassifiziert. Sie unterliegen als unkontrollierbare und nicht korrigierbare Abweichungen der mathematischen Statistik.

Abbildung A.1 [Adu07] zeigt das Blockschaltbild eines realen Messsystems. Es wird deutlich, dass jegliche Messung durch äußere oder innere Einflüsse gestört wird und eine Rückwirkung auf das Messobjekt haben kann. Selbst wenn diese Einflüsse genügend genau ermittelt oder unterdrückt werden, so handelt es sich bei jedem ermittelten Wert um einen *Messwert*, der nicht mit dem *wahren Wert der Messgröße* übereinstimmen muss. Sind die beeinflussenden Fehler nicht bekannt oder statistischer Natur, so handelt es sich um einen *Schätzwert* oder, bei mehrmaliger Messung, um eine *Stichprobe*.

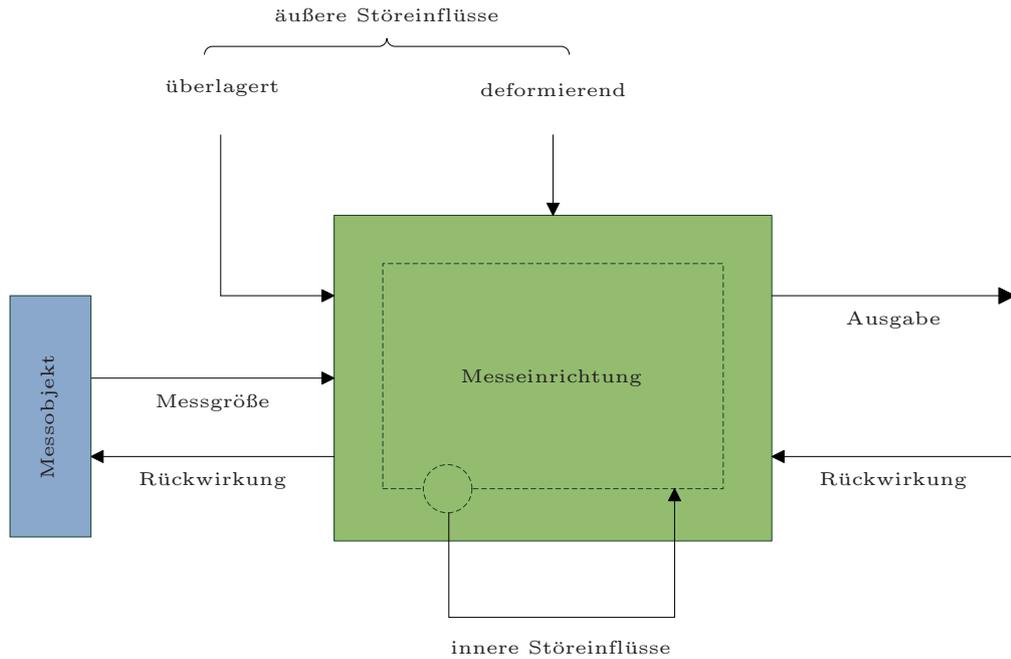


Abb. A.1: Blockschema eines realen Messsystems

Der Messwert jeder Messung schwankt durch den Einfluss stochastischer Ereignisse um den wahren Wert der Messgröße. Eine genaue Bestimmung ist demnach nicht möglich; lediglich eine Mittelwertbildung. Jedoch nähert sich nach dem *Gesetzes der großen Zahlen* [WW99, JW02] die Verteilung der Störung einer Normalverteilung an und die statistische Wahrscheinlichkeit der Abweichung des Mittelwertes nimmt mit der Größe des Stichprobenumfanges ab. Abweichungen dieser Art werden auch als zufällige Messabweichungen  $e_r$  bezeichnet.

Zusätzlich zur statistischen Streuung existiert eine überlagerte systematische Abweichung, welche das Messergebnis lediglich in eine Richtung beeinflusst. Systematische Abweichungen sind in bekannte und unbekannt systematische Messabweichungen eingeteilt. Der bekannte oder auch erfassbare Anteil  $e_{s,b}$  wird entweder durch eine genaue Untersuchung der Messkette mit ihren einzelnen systematischen Abweichungen oder anhand der Analyse einer einzelnen Messmethode bestimmt. Ihm überlagert sich ein unbekannter Anteil, der das Messergebnis ähnlich einer zufälligen Messabweichung verschiebt, dies mit konstantem Betrag bei gleichen Messbedingungen. Die systematische Abweichung kann als Abweichung des Erwartungswertes einer Stichprobe vom wahren Wert der Messgröße interpretiert werden.

Zusammenfassend lässt sich für den Messwert die folgende Gleichung aufstellen:

$$x = x_w + e_r + e_s \quad (\text{A.3})$$

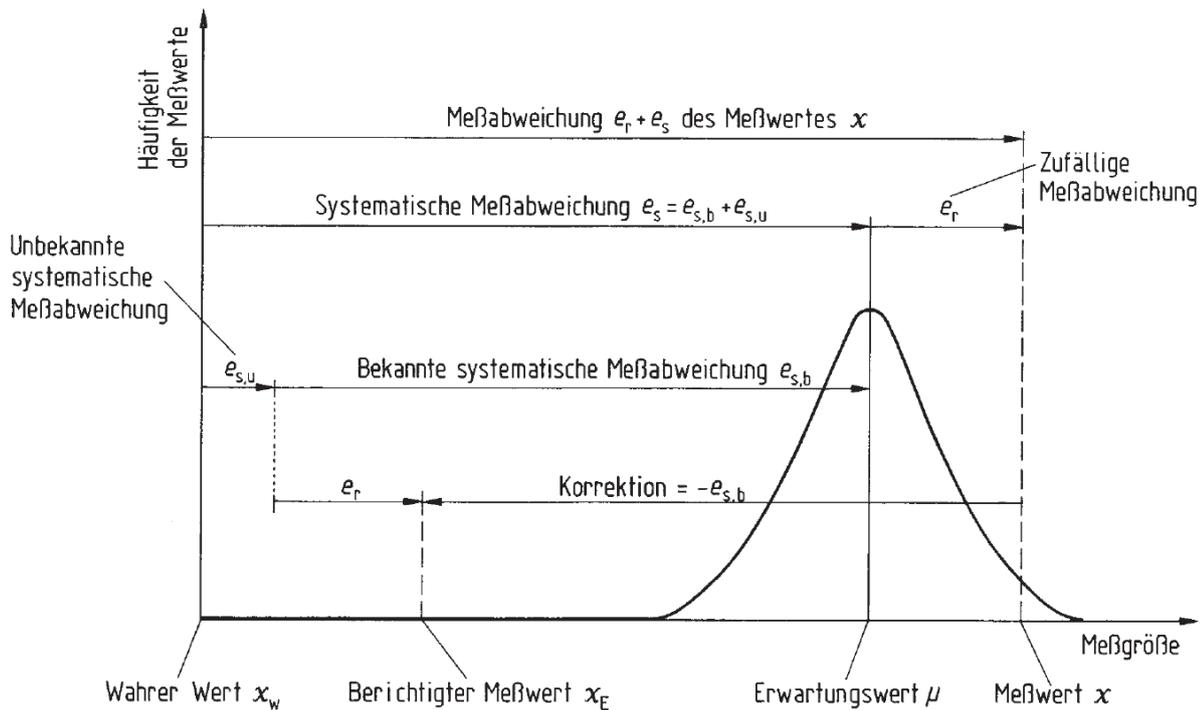


Abb. A.2: Definition der verschiedenen Abweichungen nach DIN 1319-1 [DIN19]

wobei sich die systematische Abweichung nach obiger Begründung als

$$e_s = e_{s,b} + e_{s,u}$$

zusammensetzt. Die eingeführten Begriffe lassen sich in Abbildung A.2 nachvollziehen. Aufgetragen ist die Häufigkeit der Messwerte über dem Wert der Messgröße; der wahre Wert der Messgröße wurde dabei in den Ursprung gelegt.

## A.2 Messunsicherheiten

*Messunsicherheiten* bezeichnen Kennwerte, die aus Messungen gewonnen wurden und den für das Messsystem bzw. die Messmethode typischen Wertebereich einer als richtig angenommenen Messung definieren. Gemeint ist hierbei die Annäherung der Messergebnisse an den wahren Wert der Messgröße. Die Unsicherheit  $u$  ist positiv und ohne Vorzeichen definiert [DIN19]; als Wertebereich gilt das Intervall  $[M - u; M + u]$ , wobei  $M$  das aktuelle Messergebnis bezeichnet. Diese Aussage beinhaltet die oftmals gerechtfertigte Annahme, dass der wahre Wert der Messgröße Teil dieses Intervalles ist. Dies lässt sich auch in der Ungleichung

$$|M - x_w| \leq u \tag{A.4}$$

ausdrücken. Ziel sollte es daher immer sein, diese Ungleichung zu erfüllen. Meist kann dies durch eine Verifikation der Ergebnisse, eine Wiederholung der Messung oder eine Plausibilitätsuntersuchung geschehen.

Während sich die Abweichungen auf eine Realisierung eines oder mehrerer Messvorgänge beziehen, spiegeln Unsicherheiten also das dem Messsystem inhärente Intervall wieder, mit dessen Breite  $2u$  das Messergebnis bewertet werden muss.

Nach den Normen DIN 1319-3 und DIN 1319-4 können als Maß für die Unsicherheiten die statistischen Kennwerte Mittelwert  $\mu$  und Varianz  $\sigma^2$  bzw. Standardabweichung  $\sigma$  herangezogen werden. Da es sich bei den betrachteten Messungen immer um eine begrenzte Anzahl handelt, werden Schätzwerte für diese Größen verwendet. Damit ergibt sich im  $i$ -ten Durchgang

$$\hat{\mu}_i(x) = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} x_{ij} \quad (\text{A.5})$$

für den Stichprobenmittelwert und

$$\hat{\sigma}^2(x)_i = \frac{1}{(n_i - 1)} \sum_{j=1}^{n_i} (x_{ij} - \hat{\mu}_i)^2 \quad (\text{A.6})$$

die Stichprobenvarianz. Für den Schätzwert der Standardabweichung gilt der Zusammenhang  $\hat{\sigma}(x) = \sqrt{\hat{\sigma}^2(x)}$ , so dass diese direkt aus der Stichprobenvarianz berechnet werden kann. Beide Größen definieren die Parameter einer geschätzten Standardverteilung, die sich auf Grund der begrenzten Zahl der Messvorgänge besser durch eine Student-t-Verteilung [KKE05] darstellen lässt, unter der meist gerechtfertigten Annahme, dass die auftretenden Messwerte sich normalverteilt verhalten.

Als Maß für die Unsicherheit gilt nun die Standardabweichung der Erwartungswerte, welche sich für einen Stichprobenumfang zu

$$u(x) = \frac{\hat{\sigma}}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{1}{n \cdot (n - 1)} \sum_{j=1}^{n_i} (x_{ij} - \hat{\mu}_i)^2} \quad (\text{A.7})$$

ergibt. Zieht man mehrere Einflussfaktoren in Betracht (so zum Beispiel die Einflüsse zufälliger und systematischer Abweichungen), so ist die Gesamtunsicherheit des Messvorganges als vektorielle Addition der einzelnen Unsicherheiten aufzufassen. Als *Standardunsicherheit* der Messgröße  $y$  bezeichnet man somit unter der Annahme, dass zufällige und systematische Abweichungen unkorreliert und unabhängig voneinander sind

$$u(y) = \sqrt{u(e_r)^2 + u(e_s)^2}. \quad (\text{A.8})$$



## Anhang B

### Verwendete FRA-Geräte

Bei den Vor-Ort-Messungen an Transformatoren wurden zur Aufzeichnung der Übertragungsfunktionen mehrere kommerziell erhältliche FRA-Geräte verwendet. Allen Geräten gemeinsam ist die Messung im Frequenzbereich mit einer frequenzveränderlichen Sinusspannungsquelle als Signalgenerator. Es wurden die zu den Geräten zugehörigen Kabelsätze, Anschlusssysteme und Erdungsleitungen verwendet. Im Folgenden werden die elektrischen Kennwerte der Geräte vergleichend aufgeführt. Die Angaben sind den technischen Datenblättern der Hersteller entnommen.

Gerät	Tettex FRA5310	Omicron FRAnalyzer	Megger FRAX-101
Signalspannung	variabel bis 12 V <sub>pp</sub>	2,8 V <sub>pp</sub>	variabel bis 10 V <sub>pp</sub>
Frequenzbereich	10 Hz - 10 MHz	10Hz - 20 MHz	0,1 Hz - 25 MHz
Dynamik	> 100 dB	> 120 dB	> 130 dB
Genauigkeit	±0.1 dB, ±0.5 dB bis -90 dB	±0.1 dB bis -50 dB	±0.3 dB bis -105 dB
Messimpedanz	50 Ω oder 1 MΩ	50 Ω	50 Ω, 1 MΩ mit Adapter
Gerätekonzept	integrierter PC	USB-Gerät	Bluetooth oder USB-Gerät
Messpunkte	bis 2000	bis 3201	bis 32000
Analysefunktionen	ja	ja	ja

Tab. B.1: Spezifikationen der verwendeten FRA-Geräte



# Anhang C

## Programme

Die folgenden Abschnitte enthalten die Umsetzung der zur Bewertung der Ähnlichkeit zweier Übertragungsfunktionen verwendeten Algorithmen in MATLAB (Release 2009a).

### C.1 Bewertungsalgorithmus DL/T911-2004

```
function dlt911(TF1,TF2)

% Im Algorithmus vorgegebene Frequenzbänder
lf_low=1e3;
lf_high=1e5;

mf_low=lf_high;
mf_high=6e5;

hf_low=mf_high;
hf_high=1e6;

if TF1.f~=TF2.f
    disp('Frequenzvektoren ungleich!');
    return
end

lf=select_band(TF1.f,lf_low,lf_high);
mf=select_band(TF1.f,mf_low,mf_high);
hf=select_band(TF1.f,hf_low,hf_high);

c_lf=corrcoef(TF1.magnitude(lf),TF2.magnitude(lf));
c_mf=corrcoef(TF1.magnitude(mf),TF2.magnitude(mf));
c_hf=corrcoef(TF1.magnitude(hf),TF2.magnitude(hf));

%Vektor generieren
```

```
corr = [c_lf(1,2) c_mf(1,2) c_hf(1,2)];

%Logarithmierung
corr = -log10(1.-corr);

%Finde alle Einträge 1-c < 10(-10) (obere Begrenzung)
limit=find(corr>10);
corr(limit)=10;

disp('DL/T911-2004:');
disp(['R_LF: ' num2str(corr(1))]);
disp(['R_MF: ' num2str(corr(2))]);
disp(['R_HF: ' num2str(corr(3))]);

if((corr(1) >=2) && (corr(2) >= 1) && (corr(3) >= 0.6))
    disp('Bewertung: Normal');
elseif(((corr(1) < 2) && (corr(1)>=1)) || ((corr(2) < 1) && (corr(2)>=0.6)))
    disp('Bewertung: Leichte Deformation');
elseif(((corr(1) < 1) && (corr(1)>=0.6)) || (corr(2) < 0.6))
    disp('Bewertung: Deutliche Deformation');
elseif(corr(1)<0.6)
    disp('Bewertung: Schwere Deformation');
else
    disp('Keine Bewertung möglich!');
end

function f_band=select_band(f,low,high)

f_band=find(f >= low);
f_band=f_band(find(f(f_band) <= high));
```

## C.2 Bewertungsalgorithmus NCPERI

```
function ncepri(TF1,TF2,type)

if TF1.f~=TF2.f
    disp('Frequenzvektoren ungleich!');
    return
end

f_low=10e3;
switch type
    case 1
        typ='Überspannung';
        f_high=515e3;
```

```

    case 2
        typ='Unterspannung';
        f_high=600e3;
    case 3
        typ='Tertiärspannung';
        f_high=700e3;
end

f=select_band(TF1.f,f_low,f_high);

diff=TF1.magnitude-TF2.magnitude;
E=sqrt(1/length(f)*sum(diff(f).^2));
disp('NCEPRI:');
disp(['Typ: ' typ]);
disp(['Wicklungsbewertungsfaktor: ' num2str(E)]);
if (E<3.5)
    disp('Bewertung: Normalzustand');
elseif(3.5>=E && E<7)
    disp('Bewertung: Leichte Deformation');
elseif(E>=7)
    disp('Bewertung: Schwere Deformation');
end

function f_band=select_band(f,low,high)

f_band=find(f >= low);
f_band=f_band(find(f(f_band) <= high));

```

### C.3 Bewertungsalgorithmus Fehlerzahl

```

function fehlerzahl(TF1,TF2,start,fz_soll)

f_fz=select_band(TF1.f,start,5e6);
TF1.f=TF1.f(f_fz);
TF1.magnitude=TF1.magnitude(f_fz);
TF1.phase=TF1.phase(f_fz);
TF2.f=TF2.f(f_fz);
TF2.magnitude=TF2.magnitude(f_fz);
TF2.phase=TF2.phase(f_fz);

TF1.VS=ones(size(f_fz));
TF1.VR=10.^(TF1.magnitude./20);

TF2.VS=ones(size(f_fz));
TF2.VR=10.^(TF2.magnitude./20);

```

```
ch=coherence(TF1,TF2);

ch=1-ch;
fz(1)=ch(1);
for i=2:length(ch)
    fz(i)=fz(i-1)+ch(i);
end

f_limit=get_limit(fz,TF1.f,fz_soll);

disp(['Fehlerzahl: ' num2str(fz_soll) ' Frequenz: ' num2str(f_limit) ' Hz'])
```

```
function [ch]=coherence(TF1,TF2)

%komplexe Werte erzeugen
U_in1=complex(TF1.VR.*cos(2*pi*TF1.phase/360),TF1.VR.*sin(2*pi*TF1.phase/360));
U_in2=complex(TF2.VR.*cos(2*pi*TF2.phase/360),TF2.VR.*sin(2*pi*TF2.phase/360));

U_out1=complex(TF1.VS);
U_out2=complex(TF2.VS);

CTF1=complex(TF1.magnitude.*cos(2*pi*TF1.phase/360),\
    TF1.magnitude.*sin(2*pi*TF1.phase/360));
CTF2=complex(TF2.magnitude.*cos(2*pi*TF2.phase/360),\
    TF2.magnitude.*sin(2*pi*TF2.phase/360));

%zaehler=abs(conj(CTF1).*CTF2).^2;
%nenner=conj(CTF1).*CTF1.*conj(CTF2).*CTF2;
%nenner=(abs(CTF1).^2).*(abs(CTF2).^2);

Gxx=(abs(U_in1).^2+abs(U_in2).^2) ./ 2;
Gyy=(abs(U_out1).^2+abs(U_out2).^2) ./ 2;

Gxy=(abs(U_in1.*conj(U_out1))+abs(U_in2.*conj(U_out2)))./ 2;

ch=abs(Gxy).^2./(Gxx.*Gyy);
```

```
function freq=get_limit(fehler,fra,limit)

for i=1:length(fehler)
    if fehler(i)>=limit
        break;
    end;
end
```

# Abbildungen

2.1	Untersuchte Transformatoren . . . . .	3
3.1	Schnittbild durch einen Maschinentransformator (850 MVA, 420/27 kV)	6
3.2	Vergleich der Altersverteilung der untersuchten Population und der Transformatorflotte eines großen deutschen Energieversorgers . . .	12
4.1	Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren ohne Leistungs- oder Hochspannungsquellen . . . . .	13
4.2	Aufbau eines Cellulose-Moleküls [Kra10] . . . . .	16
4.3	Messung des Wicklungswiderstands . . . . .	17
4.4	$B$ - $H$ -Kennlinie eines Eisenkreises . . . . .	18
4.5	Verlustbehaftete Kapazität im Parallelschaltbild . . . . .	20
4.6	Messung des Isolationswiderstands . . . . .	21
4.7	Modellierung eine Dielektrikums mit RC-Gliedern . . . . .	23
4.8	Messung des frequenzabhängigen Verlustfaktors (FDS-Methode) . .	25
4.9	Messung der dielektrischen Systemantwort im Zeitbereich (PDC- Methode) . . . . .	26
4.10	Einphasiges Transformator-Ersatzschaltbild bei der Messung der Kurz- schlussimpedanz . . . . .	27
4.11	Messung der Kurzschlussimpedanz an Drehstromtransformatoren . .	28
4.12	Messung der Leerlaufimpedanz an Drehstromtransformatoren . . . .	29
4.13	Radiale Deformationen an Transformatorwicklungen . . . . .	30
5.1	Zur Definition des Systembegriffs . . . . .	31
5.2	Erläuterung der Berechnung von Betrag- und Phasengang . . . . .	33
5.3	Transformator als Zweitor . . . . .	34
5.4	einphasiges Ersatzschaltbild eines Transformators bei Netzfrequenz .	37
5.5	Beispiele für Wicklungsersatzschaltbilder . . . . .	38

---

5.6	Kohärenz und Fehlerzahl . . . . .	43
6.1	Beispiel einer Schaltung zur Messung der Übertragungsfunktion im Zeitbereich . . . . .	46
6.2	Prinzip der Bestimmung der Übertragungsfunktion im Zeitbereich . . . . .	47
6.3	Prinzip der Bestimmung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich . . . . .	53
6.4	Messung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich . . . . .	54
6.5	Blockschaltbild der Korrelations-Frequenzganganalyse . . . . .	54
6.6	Filterwirkung der Funktionen $H_1(j\omega)$ und $H_2(j\omega)$ in Abhängigkeit von der Integrationsdauer $N$ . . . . .	56
6.7	Bildung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich . . . . .	57
6.8	Beschaltungen zur Bestimmung verschiedener Übertragungsfunktionen . . . . .	59
6.9	Eingehauste US-Anschlüsse eines 750-MVA-Maschinentransformators während der Messung der Übertragungsfunktion . . . . .	61
6.10	Messung der Übertragungsfunktion 1U–1V an einem 400-kVA-Transformator im Zeitbereich . . . . .	63
6.11	Messung der Übertragungsfunktion an einem 850-MVA-Maschinentransformator im Zeit- und Frequenzbereich, $Z_{\text{Mess}} = 50 \Omega$ . . . . .	64
6.12	Einkanalige und mehrkanalige Messung der Übertragungsfunktion an einem Verteiltransformator . . . . .	65
6.13	Auftreten von parasitären Impedanzen durch Gummimatten bei der Messung der Übertragungsfunktion an einem 300-MVA-Netzkuppltransformator . . . . .	66
6.14	Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch Isolieranordnungen am Beispiel eines 300-MVA-Netzkuppltransformators . . . . .	67
6.15	Beeinflussung der Übertragungsfunktion der OS-Wicklung eines Maschinentransformators durch hochohmig geerdete US-Durchführungen . . . . .	68
6.16	Rückwirkung der Messimpedanz auf die Übertragungsfunktion der US-Wicklung eines 250-kVA-Transformators (20/0,4 kV) . . . . .	69
6.17	Beeinflussung der Übertragungsfunktion der OS-Wicklung eines Transformators 1 MVA, 20/0.4 kV, Dy5y5 durch remanente Magnetisierung des Kerns . . . . .	71
6.18	Beeinflussung der Übertragungsfunktion der US-Wicklung eines Transformators (800 kVA, 20/0.4 kV, Dyn5) durch die Messspannung . . . . .	72
6.19	Rückwirkung des Abschlusses am Sternpunkt einer 110-kV-Wicklung auf die Spannung der Quelle bei Einspeisung an der Phase V . . . . .	73
6.20	Einfluss der Länge der Messleitungen, Übertragungsfunktion eines 1-MVA-Transformators bei unterschiedlichen Leitungslängen . . . . .	73

---

---

6.21	Behandlung der Erdungsverbinder . . . . .	74
6.22	Erdungsbänder aus Aluminiumgeflecht . . . . .	75
6.23	Verwendung unterschiedlicher Materialien zur Verbindung von Transformator-kessel und Messerde am Beispiel eines Maschinentransformators (40 MVA, 115/6,6 kV) . . . . .	75
6.24	Beeinflussung der Übertragungsfunktion 1U–1N durch Änderungen am Erdsystem an einem einphasigen Maschinentransformator 40 MVA	76
6.25	Geeignete Kontaktierung mit dem Transformator-kessel . . . . .	77
6.26	Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch die Erdverbindung auf der Empfängerseite am Beispiel eines einphasigen Maschinentransformators (40 MVA, 110/10 kV) . . . . .	77
6.27	Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch Korrosion an den Erdungsbändern . . . . .	79
6.28	Störeinflüsse bei unterschiedlichen Messimpedanzen $Z_{\text{Mess}}$ . . . . .	80
6.29	Unmittelbare Wiederholung der Messung 1V–1N an einem Maschinentransformator (740 MVA, 430/27 kV) . . . . .	81
6.30	Beeinflussung der Übertragungsfunktionen durch die Temperatur des Aktivteils am Beispiel eines 300-MVA-Netzkuppeltransformators . .	83
6.31	Transportkontrolle eines Leistungstransformators . . . . .	84
6.32	Wiederholung einer Messung an verschiedenen Standorten, Maschinentransformator (850 MVA, 420/27 kV), Übertragungsfunktion Ober-spannung 1U–1N, Stufe 1 . . . . .	85
6.33	Wiederholung einer Messung an verschiedenen Standorten, Maschinentransformator (850 MVA, 420/27 kV), Übertragungsfunktion Un-terspannung 2U–2V . . . . .	85
6.34	Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch Lageänderung des Strom-wandlers am Beispiel eines 300-MVA-Netzkuppeltransformators . . .	86
6.35	Vergleich mehrerer SFRA-Geräte an einem 28-MVA-Transformator .	88
6.36	Messung der Wicklungswiderstände der OS-Wicklung eines 125-MVA-Maschinentransformators . . . . .	90
6.37	Phasenvergleich der Frequenzgänge der OS-Wicklung eines Maschi-nentransformators (125 MVA, 110/10,5 kV), Stufe 10 . . . . .	90
6.38	Phasenvergleich der Frequenzgänge der OS-Wicklung nach der Re-vision des Stufenschalters eines Maschinentransformators (125 MVA, 110/10,5 kV), Stufe 10 . . . . .	91
6.39	Beeinflussung der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen zwei-er konstruktionsgleicher Einphasen-Transformatoren (33 MVA, 115/6,6 kV) durch Kondensatordurchführungen . . . . .	92

---

6.40	Übertragungsfunktionen nach Tausch von OIP-Kondensatordurchführungen an einem Maschinentransformator (420/27 kV, 740 MVA)	93
7.1	Wiederholung der Messung der Übertragungsfunktion 1U–1N an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV) nach 10 Monaten	96
7.2	Wiederholung der Messung der Übertragungsfunktion 2U–2W an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV) nach 10 Monaten	96
7.3	Wiederholung der Messung der Übertragungsfunktion 1U–1V an einem Maschinentransformator (33 MVA, 110/6,6 kV) nach 2,5 Jahren	97
7.4	Wiederholung der Messung der Übertragungsfunktion 2U–2V an einem Maschinentransformator (33 MVA, 110/6,6 kV) nach 2,5 Jahren	97
7.5	Aufsicht auf einen Maschinentransformator mit Stufenschalter . . . . .	99
7.6	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV), kein Stufenschalter . . . . .	100
7.7	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen an einem Maschinentransformator (970 MVA, 425/27 kV) . . . . .	100
7.8	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen an einem Maschinentransformator (780 MVA, 420/27 kV), Stufe 1 . . . . .	101
7.9	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen an einem Maschinentransformator (780 MVA, 420/27 kV) . . . . .	101
7.10	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen an einem Netztransformator (40 MVA, 110/20 kV), Stufe 1 . . . . .	102
7.11	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen an einem Netztransformator (40 MVA, 110/20 kV) . . . . .	102
7.12	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der OS-Wicklungen an einem Netztransformator (300 MVA, 405/115/22 kV), Stufe 1 . . . . .	103
7.13	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen an einem Netztransformator (300 MVA, 405/115/22 kV) . . . . .	103
7.14	Phasenvergleich der Übertragungsfunktionen der Tertiärwicklungen an einem Netztransformator (300 MVA, 405/115/22 kV) . . . . .	104
7.15	Vergleich der Übertragungsfunktion 1V–1N, Stufe 1 von zwei baugleichen Maschinentransformatoren (740 MVA, 420/27 kV) . . . . .	105
7.16	Vergleich der Übertragungsfunktion 2V–2W von zwei baugleichen Maschinentransformatoren (740 MVA, 420/27 kV) . . . . .	105
7.17	Vergleich der Übertragungsfunktion 1V–1N, Stufe 14 von zwei baugleichen Maschinentransformatoren (273 MVA, 400/15 kV) . . . . .	106
7.18	Vergleich der Übertragungsfunktion 2V–2W von zwei baugleichen Maschinentransformatoren (273 MVA, 400/15 kV) . . . . .	107

7.19	Abweichende Übertragungsfunktionen 1U–1N identischer OS-Wicklungen bei abweichender Bemessungsspannung der US-Wicklungen am Beispiel zweier 33-MVA-Maschinentransformatoren . . . . .	108
7.20	Untersuchte Netzkuppeltransformatoren (300 MVA, 405/115/22 kV)	109
7.21	Übertragungsfunktionen von zehn baugleichen 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren, Messung 1V–1N, Stufe 1 . . . . .	111
7.22	Übertragungsfunktionen von zehn baugleichen 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren, Messung 1V–2V, Stufe 10, 1N und 2N geerdet .	111
7.23	Wahrscheinlichkeitsdichte und Konfidenzintervall der Student-t-Verteilung am Beispiel der Frequenz $f_i$ und 10 Messpunkten . . . . .	112
7.24	Messung der Wicklungadmittanz . . . . .	113
7.25	Wicklungadmittanz 1V–1N Stufe 1 für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls . . .	114
7.26	Wicklungadmittanz 2V–2N für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls . . . . .	114
7.27	Messung der Systemübertragung . . . . .	115
7.28	Wicklungadmittanz 1V–2V Stufe 10 für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls . . .	116
7.29	Wicklungadmittanz 1V–3V Stufe 10 für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls . . .	116
7.30	Messung der Kurzschlussadmittanz . . . . .	117
7.31	Kurzschlussadmittanz 1V für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls . . . . .	118
7.32	Kurzschlussadmittanz 2V für 10 baugleiche 300-MVA-Netzkuppeltransformatoren und Breite des Konfidenzintervalls . . . . .	118
7.33	Aufbau eines Doppelstocktransformators mit zwei Stufenschaltern .	120
7.34	Vergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen eines 76-MVA-Eigenbedarfstransformators in Doppelstockausführung ohne Stufenschalter in der OS . . . . .	121
7.35	Vergleich der Übertragungsfunktionen der US-Wicklungen eines 76-MVA-Eigenbedarfstransformators in Doppelstockausführung mit Stufenschalter in der OS, beide Schalter in Stufe 0 . . . . .	122
8.1	Diagnose von Maschinentransformatoren: Zeitbedarf inklusive Rüstzeiten . . . . .	124
8.2	Universelles Anschlussystem für Leistungstransformatoren . . . . .	125
8.3	Diagnosedauer an einem 750-MVA-Maschinentransformator . . . . .	125
8.4	Aufbau des universellen Anschlussystems . . . . .	127

8.5	Messkabel mit Gesamtschirm und Folieneinzelschirm . . . . .	127
8.6	Anschlussklemme am Modell eines Durchführungsbolzens . . . . .	128
8.7	Allpolige Messung der Übertragungsfunktion an einem Netzkuppeltransformator . . . . .	129
8.8	Schrittweises Hinzufügen einer leerlaufenden Koaxialleitung während der Messung der Übertragungsfunktion . . . . .	130
8.9	Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch eine leerlaufende Koaxialleitung im gleichen Wicklungssystem . . . . .	130
8.10	Konzept der allpoligen Signalverteilung . . . . .	131
8.11	Zentraler Signalverteiler . . . . .	132
8.12	Prinzip der Anschaltbox . . . . .	133
8.13	Praktische Umsetzung der Komponenten . . . . .	133
8.14	Vergleich konventionelle und allpolige Messung der Übertragungsfunktion 1U–1V an einem 250-kVA-Verteiltransformator . . . . .	134
8.15	Vergleich der konventionell und allpolig gemessenen Übertragungsfunktion 1V–1N an einem 180-MVA-Netzkuppeltransformator in Stufe 1 . . . . .	135
A.1	Blockschema eines realen Messsystems . . . . .	143
A.2	Definition der verschiedenen Abweichungen nach DIN 1319-1 . . . . .	144

# Tabellen

4.1	Wicklungswiderstand: Anforderungen an die Quelle . . . . .	17
4.2	Übersetzung: Anforderungen an die Quelle . . . . .	19
4.3	Kapazität und Verlustfaktor: Anforderungen an die Quelle . . . . .	21
4.4	Isolationswiderstand: Anforderungen an die Quelle . . . . .	22
4.5	Bewertung des Polarisationsindex nach [HKM01] . . . . .	23
4.6	Kurzschlussimpedanz: Anforderungen an die Quelle . . . . .	27
4.7	Leerlaufstrom: Anforderungen an die Quelle . . . . .	29
5.1	Frequenzbereiche gemäß dem Standard DL/T911-2004 . . . . .	40
5.2	Wicklungsbewertung gemäß dem Standard DL/T911-2004 . . . . .	40
5.3	Frequenzbereiche gemäß dem NCEPRI-Standard . . . . .	41
5.4	Wicklungsbewertung gemäß dem NCEPRI-Standard . . . . .	42
6.1	Bestimmung der Übertragungsfunktion - Messschaltungen „End-to-end“ . . . . .	60
6.2	Bestimmung der Übertragungsfunktion: Eigenschaften der Messung im Zeit- und Frequenzbereich . . . . .	62
6.3	Mathematische Bewertung: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch Isolieranordnungen . . . . .	67
6.4	Mathematische Bewertung: Einfluss von nicht mit der Messanlage verbundenen Wicklungen; Vergleich der Übertragungsfunktion eines 266-MVA-Transformators mit und ohne Schaumstoffschutzmatte an den US-Durchführungen . . . . .	69
6.5	Vergleich der Übertragungsfunktionen eines 1-MVA-Transformators bei unterschiedlichen Längen der Messleitungen . . . . .	74
6.6	Mathematische Bewertung: Verwendung unterschiedlicher Materialien zur Verbindung von Transformatorkegel und Messerde am Beispiel eines einphasigen 40-MVA-Maschinentransformators . . . . .	76

6.7	Mathematische Bewertung: Einfluss der Qualität der Erdverbindung am Beispiel eines einphasigen 40-MVA-Maschinentransformators . . .	78
6.8	Mathematische Bewertung: Einfluss durch Korrosion an den Erdungs-bändern am Beispiel eines einphasigen Maschinentransformators . . .	79
6.9	Mathematische Bewertung: Unmittelbare Wiederholung der Messung am Beispiel des Frequenzgangs 1U–1N eines Maschinentransforma-tors (740 MVA, 430/27 kV) . . . . .	82
6.10	Mathematische Bewertung: Beeinflussung der Übertragungsfunktion durch die Temperatur am Beispiel eines 300-MVA-Netzkuppeltrans-formators . . . . .	83
6.11	Mathematische Bewertung: Transport eines 850-MVA-Maschinentrans-formators . . . . .	86
6.12	Mathematische Bewertung: Beeinflussung durch Lageänderungen des Stromwandlers am Beispiel eines 300-MVA-Netzkuppeltransformators	87
6.13	Mathematische Bewertung: Vergleich mehrerer SFRA-Geräte an ei-nem 28-MVA-Transformator . . . . .	89
6.14	Mathematische Bewertung: Beeinflussung der Übertragungsfunktion einer Transformatorwicklung mit und ohne Kondensatordurchfüh-rungen . . . . .	92
6.15	Ausgetauschte Öl-Papier-Durchführungen an einem Maschinentrans-formator . . . . .	94
6.16	Mathematische Bewertung: Austausch von Kondensatordurchführun-gen, Phasen 1U und 1V an einem 740-MVA-Maschinentransformator	94
7.1	Mathematische Bewertung: Zeitbasierter Vergleich an einem Maschi-nentransformator (970 MVA, 425/27 kV) . . . . .	96
7.2	Mathematische Bewertung: Zeitbasierter Vergleich an einem 33-MVA-Maschinentransformator . . . . .	98
7.3	Mathematische Bewertung: Vergleich zweier baugleicher 740-MVA-Maschinentransformatoren . . . . .	106
7.4	Mathematische Bewertung: Vergleich zweier baugleicher 273-MVA-Maschinentransformatoren . . . . .	107
7.5	Mathematische Bewertung: Abweichende Bemessungsspannung im US-System am Beispiel von zwei 33-MVA-Transformatoren 110/10,5 kV und 110/6,6 kV . . . . .	108
7.6	Freiheitsgrade bei der Messung verschiedener Übertragungsfunktionen	110
7.7	Untersuchte Eigenbedarfstransformatoren . . . . .	120

8.1	Durchführbarkeit von Diagnosemessungen mit dem universellen Anschlussystem . . . . .	126
8.2	Schaltzustände der Anschlagbox . . . . .	133
B.1	Spezifikationen der verwendeten FRA-Geräte . . . . .	147



# Literaturverzeichnis

- [Adu07] ADUNKA, Franz: *Messunsicherheiten: Theorie und Praxis*. 3. Auflage. Vulkan Verlag, Essen, 2007
- [AGCR<sup>+</sup>09] APONTE, G. ; GONZÁLEZ, C. ; CADAVID RAMÍREZ, H. ; BURGOS, J.C. ; PLEITE, J.: Core Magnetization Effects on the Frequency Response Analysis of Transformers. In: *Proc. XVIth International Symposium on High Voltage Engineering*, 2009
- [Arg05] ARGUS, Manfred: Leistungstransformatoren in Hermetikausführung von der Vision zur Wirklichkeit. In: *ETG Fachtagung Technische Innovationen in Verteilungsnetzen*, 2005
- [ASG08a] ABEYWICKRAMA, N. ; SERDYUK, Y. V. ; GUBANSKI, S. M.: Effect of Core Magnetization on Frequency Response Analysis (FRA) of Power Transformers. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 23 (2008), Juli, Nr. 3, S. 1432–1438
- [ASG08b] ABEYWICKRAMA, N. ; SERDYUK, Y.V. ; GUBANSKI, S.M.: High-Frequency Modeling of Power Transformers for Use in Frequency Response Analysis (FRA). In: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 23 (2008), Oktober, Nr. 4, S. 2042–2049
- [AV06] ABDOLALL, K. ; VANDERMAAR, A. J.: Effects Of Moisture On Power Factor Of Oil/Paper Insulation. In: *Proc. IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 2006, S. 81–88
- [Boz93] BOZORTH, Richard M.: *Ferromagnetism*. IEEE Press, 1993
- [BSMM08] BRONSTEIN, Ilja ; SEMENDJAJEW, Konstantin ; MUSIOL, Gerhard ; MÜHLIG, Heiner: *Taschenbuch der Mathematik*. Verlag Harri Deutsch, Frankfurt a. M., 2008
- [CBM96] COUDERC, D. ; BOURASSA, P. ; MUIRAS, J.M.: Gas-in-oil criteria for the monitoring of self-contained oil-filled power cables. In: *IEEE 1996 Annual Report of the Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 1996 Bd. 1, 1996, S. 283–286 vol.1

- [Chr01] CHRISTIAN, Jochen: *Erkennung mechanischer Wicklungsschäden in Transformatoren mit der Übertragungsfunktion*, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart, Diss., 2001
- [CIG83] CIGRE WG 12.05: An international survey on failures in large power transformers in service. In: *ELECTRA* No. 88 (1983)
- [CIG06] CIGRE WG A2.26: Mechanical condition assessment of transformer windings using Frequency Response Analysis (FRA). In: *ELECTRA* No. 228 (2006)
- [CIG08] CIGRE WG A2.26: Mechanical condition assessment of transformer windings (Final Report). In: *ELECTRA* No. 237 (2008)
- [DGB93] DUVAL, M. ; GERVAIS, P. ; BELANGER, G.: Update on Hydro-Quebec's experience in the interpretation of dissolved-gas analysis in HV transformers. In: *CIGRE Symposium, Berlin, 1993*
- [DO77] DÖRNENBURG, E. ; O., Hutzler: Betriebsüberwachung durch Untersuchungen des Isolieröles. In: *etz-a* Band 98, H. 6 (1977), S. 431–432
- [DSK<sup>+</sup>09] DEVARAJAN, S. ; SINGER, L. ; KELLY, D. ; DECKER, S. ; KAMATH, A. ; WILKINS, P.: A 16-bit, 125 MS/s, 385 mW, 78.7 dB SNR CMOS Pipeline ADC. In: *IEEE Journal of Solid-State Circuits* Vol. 44 (2009), Dezember, Nr. 12, S. 3305–3313
- [FCL<sup>+</sup>00] FESER, K. ; CHRISTIAN, J. ; LEIBFRIED, T. ; KACHLER, A. ; NEUMANN, C. ; SUNDERMANN, U. ; M., Loppacher: The Transfer Function Method for Detection of Winding Displacements on Power Transformers after Transport, Short Circuit or 30 Years of Service. In: *CIGRE Session, 2000*
- [Fis09] FISCHER, Rolf: *Elektrische Maschinen*. 14. Auflage. Hanser Fachbuch, München, 2009
- [Geb10] GEBAUER, Johannes: Vacutap-Stufenschalter in Vakuumschalttechnologie; Lösungen für spezielle Anwendungen. In: *Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2010*
- [Gis08] GISELBRECHT, Dietmar: *Dielektrische Modellierung von Öl-Papier-Isolationssystemen im Frequenzbereich zur Diagnose von Leistungstransformatoren*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Universität Karlsruhe (TH), Diss., 2008
- [Gus06a] GUSTAVSEN, B.: Improving the pole relocating properties of vector fitting. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 21 (2006), Juli, Nr. 3, S. 1587–1592

- 
- [Gus06b] GUSTAVSEN, B.: Relaxed Vector Fitting Algorithm for Rational Approximation of Frequency Domain Responses. In: *Proc. IEEE Workshop on Signal Propagation on Interconnects*, 2006, S. 97–100
- [Hae07] HAEFELY TEST AG: *Tetter FRA5310 Frequency Response Analyser User Manual*, 2007
- [HHB08] HARTHUN, Jörg ; HÄGER, Karl-Heinz ; BAUM, Jörg: Regelbare Leistungstransformatoren mit biologisch abbaubarem Öl. In: *Stuttgarter Hochspannungssymposium*, 2008
- [HKM01] HORNING, M. ; KELLY, J. ; MEYERS, S.: *Transformer Maintenance Guide*. 2001
- [HKT<sup>+</sup>03] HÖHLEIN, I ; KACHLER, A. J. ; TENBOHLEN, S. ; STACH, M. ; LEIBFRIED, T.: Transformer Life Management; German Experience with Condition Assessment. In: *Cigré SC12/A2 Merida Kolloquium*, 2003
- [HTK<sup>+</sup>09] HEINDL, Maximilian ; TENBOHLEN, Stefan ; KRÜGER, Michael ; KRAETGE, Alexander ; VELÁSQUEZ, Juan L.: Algorithmische Bewertung der Pol-Nullstellen-Darstellung von Transferfunktionen bei Leistungstransformatoren zur Bewertung von FRA-Messungen. In: *ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel*, 2009
- [ICL97] ISLAM, S.M. ; COATES, K.M. ; LEDWICH, G.: Identification of high frequency transformer equivalent circuit using Matlab from frequency domain data. In: *Industry Applications Conference, 1997. Conference Record of the 1997 IEEE Thirty-Second IAS Annual Meeting, IAS '97*. Bd. 1, 1997, S. 357–364 vol.1
- [ITM06] IVERS-TIFFÉE, Ellen ; MÜNCH, Waldemar von: *Werkstoffe der Elektrotechniker*. B. G. Teubner Verlag, Wiesbaden, 2006
- [JW02] JONDRAL, Friedrich ; WIESLER, Anne: *Wahrscheinlichkeitsrechnung und stochastische Prozesse. Grundlagen für Ingenieure und Naturwissenschaftler: Grundlagen für Ingenieure und Naturwissenschaftler*. 2. Auflage. B.G. Teubner Verlag, Wiesbaden, 2002
- [JWJD04] JAYASINGHE, J. A. S. B. ; WANG, Z. D. ; JARMAN, P. N. ; DARWIN, A. W.: Investigations on sensitivity of FRA technique in diagnosis of transformer winding deformations. In: *Conference Record of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 2004, S. 496–499
- [Küc66] KÜCHLER, Rudolf: *Die Transformatoren*. 2. Auflage. Springer Verlag, Berlin, 1966
- [Küc09] KÜCHLER, Andreas: *Hochspannungstechnik*. 3. Auflage. Springer Verlag, Berlin, 2009
-

- [KJ08] KIENCKE, Uwe ; JÄKEL, Holger: *Signale und Systeme*. 4. Auflage. Oldenbourg Verlag, München, 2008
- [KKE05] KIENCKE, Uwe ; KRONMÜLLER, Heinz ; EGER, Ralf: *Messtechnik: Systemtheorie für Elektrotechniker*. 6. Auflage. Springer Verlag, Berlin, 2005
- [Kra10] KRAUSE, Christoph: Die Kurzschlussfestigkeit von Leistungstransformatoren, Voraussetzung für zuverlässige Übertragung von elektrischer Energie. In: *Stuttgarter Hochspannungssymposium*, 2010
- [KWS<sup>+</sup>06] KOUZMINE, O. ; WERLE, P. ; STEIGER, M. ; KRÜGER, M. ; PICHLER, W. ; SZCZECZOWSKI, J.: Reproduzierbarkeit von FRA-Messungen als Diagnosemethode an Leistungstransformatoren. In: *ETG Fachbericht 104 - Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel*, 2006
- [Lei96] LEIBFRIED, Thomas: *Die Analyse der Übertragungsfunktion zur Überwachung des Isolationszustandes von Großtransformatoren*, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart, Diss., 1996
- [Lei05] LEIBFRIED, Thomas: *Materialien zur Vorlesung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“*. 2005
- [Lei08] LEIBFRIED, Thomas: *Manuskript zur Vorlesung „Elektroenergiesysteme“*. 2008
- [Lud27] LUDWIG, Roebel: *Patentschrift: Winding for electrical machines*. <http://www.freepatentsonline.com/1653784.html>. Version: Dezember 1927
- [Mar08] MARTIN, Florian: *Hochspannungsprüfsystem auf Basis leistungselektronischer Frequenzkonverter*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Universität Karlsruhe (TH), Diss., 2008
- [MCJJ94] MALEWSKI, R. ; CLAUDI, A. ; JOSEPHY, Ch. ; JUD, St.: Checking electromagnetic compatibility of a HV impulse measuring circuit with coherence functions. In: *ERA Technology Conference H.V. Measurements and Calibration, Arnhem*, 1994
- [Mik79] MIKLI, N.: *9 Jahrezehnte Trafobau, 10 Jahre Trafo-Union*. Herausgeber: Transformatoren Union AG, Stuttgart, April 1979
- [MM05] MARTINEZ, J.A. ; MORK, B.A.: Transformer modeling for low- and mid-frequency transients - a review. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 20 (2005), April, Nr. 2, S. 1625–1632. – ISSN 0885–8977
- [MP69] MEYER, Erwin ; POTTEL, Reinhard: *Physikalische Grundlagen der Hochfrequenztechnik*. Vieweg Verlag, Braunschweig, 1969

- [Neu09] NEUMANN, Claus: Monitoring und Diagnostik als Werkzeug zur wirtschaftlichen Nutzung elektrischer Betriebsmittel - Lebensdauer Verlängerung, Erhöhung der Leistungsfähigkeit, Betriebssicherheit. In: *Diagnostik elektrischer Betriebsmittel*, 2009
- [Not94] NOTHAFT, Markus: *Untersuchung der Resonanzvorgänge in Wicklungen von Hochspannungsleistungstransformatoren mittels eines detaillierten Modells*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Universität Karlsruhe (TH), Diss., 1994
- [Omi06] OMICRON ELECTRONICS: *Omicron FRAnalyzer User Manual*, 2006
- [POB<sup>+</sup>02a] PLEITE, J. ; OLIAS, E. ; BARRADO, A. ; LAZARO, A. ; VAZQUEZ, J.: Modeling the frequency response of magnetic components. In: *Proc. Digest of Technical Papers. 2002 IEEE International Magnetics Conference INTERMAG Europe*, 2002, S. AT2
- [POB<sup>+</sup>02b] PLEITE, J. ; OLIAS, E. ; BARRADO, A. ; LAZARO, A. ; VAZQUEZ, J.: Transformer modeling for FRA techniques. In: *Proc. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific. IEEE/PES Bd. 1*, 2002, S. 317–321
- [Rüd62] RÜDENBERG, Reinhold: *Elektrische Wanderwellen auf Leitungen und Wicklungen von Starkstromanlagen*. Springer Verlag, Berlin, 1962
- [RLK<sup>+</sup>09] REUMANN, A. ; LIEBSCHNER, M. ; KÜCHLER, A. ; LANGENS, A. ; TITZE, J.: Überwachung von Hochspannungsdurchführungen durch Online-Monitoring und dielektrische Diagnose gealterter OIP-Isolierungen. In: *ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel*, 2009
- [Sch06] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Übertagung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer Verlag, Berlin, 2006
- [Sta02] STACH, Manfred: Betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte im Asset-Management im Zeitalter der Fusionen. In: *Stuttgarter Hochspannungssymposium*, 2002
- [STW09] SHINTEMIROV, A. ; TANG, W.H. ; WU, Q.H.: A Hybrid Winding Model of Disc-Type Power Transformers for Frequency Response Analysis. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 24 (2009), April, Nr. 2, S. 730–739
- [STW10] SHINTEMIROV, A. ; TANG, W.H. ; WU, Q.H.: Transformer Core Parameter Identification Using Frequency Response Analysis. In: *IEEE Transactions on Magnetics* Vol. 46 (2010), Januar, Nr. 1, S. 141–149
- [SWJ05] SOFIAN, D.M. ; WANG, Z.D. ; JARMAN, P.: Interpretation of transformer FRA measurement results using winding equivalent circuit modelling technique. In: *2005 Annual Report Conference on Electrical*

- Insulation and Dielectric Phenomena, 2005. CEIDP '05, 2005, S. 613–616*
- [THA06] THIESS, Uwe ; HÖHLEIN-ATANASOVA, Ivanka: Furanes as Indicators for Transformer Ageing at Service Temperatures. In: *ETG Fachbericht 104 - Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel, 2006*
- [TR03] TENBOHLEN, Stefan ; RYDER, S.A.: Making Frequency Response Analysis Measurements: A Comparison of the Swept Frequency and Low Voltage Impulse Methods. In: *Proc. XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, Netherlands, 2003*
- [TS99] TIETZE, Ulrich ; SCHENK, Christoph: *Halbleiter-Schaltungstechnik*. 11. Auflage, 1. korrigierter Nachdruck. Springer Verlag, Berlin, 1999
- [Wat86] WATERS, Chris: *Current Transformers Provide Accurate, Isolated Measurements*. Internet <http://www.pearsonelectronics.com/datasheets/technical-literature/PCIM%20Article%2086.PDF>, abgerufen: Januar 2010, Originaldruck vom Dezember 1986
- [Wel03] WELLSTEAD, P.: Frequency Response Analysis. In: *Solartron Technical Report Vol. 10 (2003)*
- [WK06] WIMMER, René ; KRÜGER, Michael: Erhöhung der Reproduzierbarkeit von FRA-Messungen durch Standardisierung. In: *Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2006*
- [WLS09] WANG, Zhongdong ; LI, Jie ; SOFIAN, D.M.: Interpretation of Transformer FRA Responses – Part I: Influence of Winding Structure. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 24 (2009), April, Nr. 2, S. 703–710
- [WVS05] WANG, M. ; VANDERMAAR, A. J. ; SRIVASTAVA, K. D.: Improved detection of power transformer winding movement by extending the FRA high frequency range. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* Vol. 20 (2005), Juli, Nr. 3, S. 1930–1938
- [WW99] WEISE, Klaus ; WÖGER, Wolfgang: *Messunsicherheit und Messdatenauswertung*. Wiley-VCH, Weinheim, 1999

## Eigene Veröffentlichungen

- [BHH<sup>+</sup>09] BEHRENS, Jörg ; HARTJE, Michael ; HOMAGK, Christian ; LAUR, Rainer ; LEIBFRIED, Thomas ; WESTPHAL, Detmar: Messung und Modellierung von Blitzstromübertragungseigenschaften kleiner und großer Transformatoren und Generatoren in einem Kraftwerk. In: *ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, 2009*

- 
- [HCL09] HOMAGK, Christian ; CHOWDHURY, Robin ; LEIBFRIED, Thomas: Measurement of FRA in frequency domain with multi-terminal cabling set-up. In: *Proc. Nordic Insulation Symposium, 2009*
- [HL06a] HOMAGK, Christian ; LEIBFRIED, Thomas: Practical Experience on Transformer Insulation Condition Assessment. In: *Proc. 8th International Conference on Properties and applications of Dielectric Materials, 2006*, S. 238–241
- [HL06b] HOMAGK, Christian ; LEIBFRIED, Thomas: Praktische Aspekte bei der Messung der Übertragungsfunktion an Leistungstransformatoren. In: *ETG Fachbericht 104 - Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel, 2006*
- [HLG<sup>+</sup>05] HOMAGK, Christian ; LEIBFRIED, Thomas ; GRUN, Thomas ; SCHIKARSKI, Peter ; WALDER, Lukas: Insulation Diagnosis using Dissipation Factor Measurements. In: *Proc. XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, 2005*
- [HML07] HOMAGK, Christian ; MÖSSNER, Kai ; LEIBFRIED, Thomas: Reproducible on-site measurements of transfer function on power transformers in frequency domain. In: *Proc. Nordic Insulation Symposium, 2007*
- [HML08] HOMAGK, Christian ; MÖSSNER, Kai ; LEIBFRIED, Thomas: Investigation on Degradation of Power Transformer Solid Insulation Material. In: *Proc. Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena CEIDP, 2008*, S. 75–78
- [HML<sup>+</sup>09] HOMAGK, Christian ; MÖSSNER, Kai ; LEIBFRIED, Thomas ; CHRISTIAN, Jochen ; SCHÄFER, Michael: Bestimmung der Übertragungsfunktion bei der Inbetriebsetzung einer Population baugleicher Netzkuppeltransformatoren. In: *ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, 2009*
- [HMLF07] HOMAGK, Christian ; MÖSSNER, Kai ; LEIBFRIED, Thomas ; FISCHER, Robin: Circuit design for reproducible on-site measurements of transfer function on large power transformers using the SFRA method. In: *Proc. XVth International Symposium on High Voltage Engineering, 2007*
- [KTG<sup>+</sup>07] KOCH, Maik ; TENBOHLEN, Stefan ; GISELBRECHT, Dietmar ; HOMAGK, Christian ; LEIBFRIED, Thomas: Onsite, Online and Post Mortem Insulation Diagnostics at Power Transformers. In: *Cigré SC A2 & D1 Colloquium, Brugge, Belgien, 2007*
- [LHG<sup>+</sup>06] LEIBFRIED, Thomas ; HOMAGK, Christian ; GISELBRECHT, Dietmar ; PAETZOLD, Jens ; STACH, Manfred ; ETZKORN, Klaus: Isolierstoffuntersuchungen an gealterten Maschinentransformatoren und Vergleich der Ergebnisse mit diagnostischen Kenngrößen. In: *ETG Fachbericht 104 - Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel, 2006*
-

- [LHGS06] LEIBFRIED, Thomas ; HOMAGK, Christian ; GISELBRECHT, Dietmar ; STACH, Manfred: Isolierstoffuntersuchungen an einem gealterten Maschinentransformator. In: *VGB PowerTech* 8 (2006), S. S. 75 pp.
- [TLH08] THIESS, Uwe ; LEIBFRIED, Thomas ; HOMAGK, Christian: Fleetscreening an Leistungstransformatoren - Ein Fallbeispiel. In: *Stuttgarter Hochspannungssymposium*, 2008

## Studien und Diplomarbeiten

- [Bür06] BÜRKLE, Frank: *PC-gesteuertes Messsystem für Präzisionswiderstandsmessungen an Leistungstransformatoren*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Karlsruhe (TH), Studienarbeit, 2006
- [Cho08] CHOWDHURY, Robin: *Messung der Übertragungsfunktion an Leistungstransformatoren mit allpoligem Anschlußsystem*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Karlsruhe (TH), Studienarbeit, 2008
- [Hel10] HELMLINGER, Oliver: *Einfluss des Erdungssystems auf die Messung des Übertragungsverhaltens von Leistungstransformatoren*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Karlsruher Institut für Technologie, Studienarbeit, 2010
- [Her08] HERBST, Bastian: *Untersuchung des Einflusses der Messleitungen bei der Messung der Übertragungsfunktion von Leistungstransformatoren im Zeitbereich*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Karlsruhe (TH), Diplomarbeit, 2008
- [Mös06] MÖSSNER, Kai: *Ermittlung und Auswertung der Übertragungsfunktion von Leistungstransformatoren*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Karlsruhe (TH), Diplomarbeit, 2006
- [Pik08] PIKISCH, Moritz: *Approximation von gemessenen Übertragungsfunktionen mit rationalen Funktionen durch Vector-Fitting-Algorithmen*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Karlsruhe (TH), Diplomarbeit, 2008
- [Tsa08] TSAGUE, Armand: *Untersuchung und Demontage eines Verteiltransformators*, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Karlsruhe (TH), Studienarbeit, 2008

---

## Zitierte Standards

- [DIN19] DIN, Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN 1319-1*. März 1996. – Grundlagen der Messtechnik - Teil 1: Grundbegriffe
- [DLT] The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China: *Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers*. DL Standard DL/T911-2004, ICS 27.100, F24, Document No. 15182-2005, Juni 2005
- [EN189] DIN, Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN 61198 \* VDE 0380-6*. März 1995. – Isolieröle auf Mineralölbasis - Prüfverfahren zur Bestimmung von Furfurol und verwandten Verbindungen (IEC 61198:1993); Deutsche Fassung EN 61198:1994
- [EN422] DIN, Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN 60422 \* VDE 0370-2*. Februar 2007. – Richtlinie zur Überwachung und Wartung von Isolierölen auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln (IEC 60422:2005); Deutsche Fassung EN 60422:2006
- [EN567] DIN, Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN 60567 \* VDE 0370-9*. Mai 2006. – Ölgefüllte elektrische Betriebsmittel - Probennahme von Gasen und von Öl für die Analyse freier und gelöster Gase - Anleitung (IEC 60567:2005); Deutsche Fassung EN 60567:2005
- [EN599] DIN, Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN 60599 \* VDE 0370-7*. Februar 2008. – In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase (IEC 60599:1999 + A1:2007); Deutsche Fassung EN 60599:1999 + A1:2007
- [EN761] DIN, Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN 60076-1 \* VDE 0532-76-1*. Januar 2003. – Leistungstransformatoren - Teil 1: Allgemeines (IEC 60076-1:1993, modifiziert + A1:1999); Deutsche Fassung EN 60076-1:1997 + A1:2000 + A12:2002
- [EN765] DIN, Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN 60076-5 \* VDE 0532-76-5*. Januar 2007. – Leistungstransformatoren - Teil 5: Kurzschlussfestigkeit (IEC 60076-5:2006); Deutsche Fassung EN 60076-5:2006
- [PC57] Working Group for the Development of a Guide for Transformer Frequency Response, IEEE Power Engineering Society Transformers Committee: *IEEE PC57.149/D7 Draft Trial-Use Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil Immersed Transformers*. Oktober 2009



# Abkürzungen und Formelzeichen

$A_{\text{Fe}}$	Eisenquerschnitt; $[A_{\text{Fe}}] = \text{m}^2$
ADC	Alternating Current, Wechselstrom
ADU	Analog-Digital-Umsetzer
BNC	Bayonet Neill Concelman (Koaxialstecker)
$\vec{B}$	Magnetische Flussdichte; $[\vec{B}] = \text{T}$
C	Kapazität; $[C] = \text{F}$
Cigré	Conseil International des Grands Reseaux Électriques
$\cos \varphi$	Verlustfaktor
dB	Dezibel
DC	Direct Current, Gleichstrom
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
DP	Degree of Polymerization
DFT	Diskrete Fouriertransformation
$\vec{E}$	Elektrische Feldstärke; $[\vec{E}] = \frac{\text{V}}{\text{m}}$
$E$	Energie; $[E] = \text{J}$
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
$f$	Frequenz; $[f] = \text{Hz}$
$f_{\text{a}}$	Abtastfrequenz; $[f_{\text{a}}] = \text{Hz}$
$f_{\text{g}}$	Grenzfrequenz; $[f_{\text{g}}] = \text{Hz}$
FDS	Frequency Domain Spectroscopy
FFT	Fast Fourier Transformation
FRA	Frequency Response Analysis
$G(s)$	Übertragungsfunktion
$\vec{H}$	Magnetische Feldstärke; $[\vec{H}] = \frac{\text{A}}{\text{m}}$

$I$	Effektivwert des Wechselstroms, Arithmetischer Mittelwert des Gleichstroms; $[I] = \text{A}$
$I_N$	Nennstrom; $[I_N] = \text{A}$
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEH	Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik
IFRA	Impulse Frequency Response Analysis
KS	Kurzschluss
$L$	Induktivität; $[L] = \text{H}$
$L_h$	Hauptinduktivität
$l_{\text{Fe}}$	effektive Eisenweglänge; $[l_{\text{Fe}}] = \text{m}$
$L_\sigma$	Streuinduktivität; $[L_\sigma] = \text{H}$
LED	Light Emitting Diode, Leuchtdiode
LTI	Linear Time-Invariant
LVI	Low Voltage Impulse
MC	Multi-Contact, Warenzeichen der Multi-Contact AG
OIP	Oil Impregnated Paper
OS	Oberspannung
$Q$	Blindleistung; $[Q] = \text{var}$
$P$	Wirkleistung; $[P] = \text{W}$
PDC	Polarization Depolarization Current
$\Phi(f)$	Magnetischer Fluss; $[\Phi(f)] = \text{Vs}$
$R$	Elektrischer Widerstand; $[R] = \Omega$
$R_{\text{Fe}}$	Eisenwiderstand
$R_{\text{Cu}}$	Wicklungswiderstand
RLCM	Passives elektrisches Netzwerk aus Widerständen, Induktivitäten, Kapazitäten und Kopplungsinduktivitäten
SFRA	Sweep Frequency Response Analysis
$S_k$	Kurzschlusscheinleistung; $[S_k] = \text{VA}$
$S_N$	Bemessungsscheinleistung; $[S_N] = \text{VA}$
$\sigma$	Standardabweichung
SNR	Signal-to-noise ratio

$T$	Temperatur; $[T] = \text{K}$
$\tau$	Relaxationskonstante
TF	Transfer Function
$U$	Effektivwert der Wechselspannung, Arithmetischer Mittelwert der Gleichspannung; $[U] = \text{V}$
$U_k$	Kurzschlussspannung; $[U_k] = \%$
$U_N$	Nennspannung; $[U_N] = \text{V}$
US	Unterspannung
$\ddot{u}$	Übersetzungsverhältnis
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
$w$	Windungszahl
$\bar{x}$	Mittelwert
$Z$	Impedanz; $[Z] = \Omega$
$Z_{\text{Mess}}$	Messimpedanz; $[Z_{\text{Mess}}] = \Omega$



# Lebenslauf

**Name:** Christian Homagk

**Geburtsdatum:** 6. Januar 1977

**Geburtsort:** Gehrden

**Familienstand:** verheiratet

**Schulbildung:**

1983 - 1987 Grundschule, Leopoldshafen

1987 - 1996 Gymnasium Neureut, Karlsruhe

Abschluss: Allgemeine Hochschulreife

**Zivildienst:**

1996 - 1997 Katholisches Jugendhaus, Karlsruhe

**Studium:**

1997 - 2004 Diplomstudiengang Elektrotechnik an der  
Universität Karlsruhe (TH)

**Berufstätigkeit:**

seit 2004 Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für  
Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik  
(IEH), Universität Karlsruhe (TH)





