

Neue Methodik der Zustandsüberwachung von Transformatoren mithilfe von Online TE-Messung und Vibrationsmonitoring

Eberhard Fohry¹⁾,

Michael Beltle²⁾, Andreas Müller²⁾, Martin Siegel²⁾, Stefan Tenbohlen²⁾

¹⁾ EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung, Stuttgart

²⁾ Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart

Kurzfassung

Der Beitrag stellt aktuelle Methoden der permanenten Betriebsmittelüberwachung aus der Forschung vor und schildert damit gewonnene betriebliche Erfahrungen. An einem 125 MVA Transformator wird ein neuartiges Konzept des Langzeitmonitorings zur Fehlererkennung durchgeführt. Diskutiert werden hierzu die Ergebnisse eines Langzeitmonitorings, welches eine kontinuierliche UHF-TE Messung (UHF: ultrahochfrequent; TE: Teilentladungen), eine Überwachung der gelösten Gase sowie die Messung der mechanischen Schwingungen des Transformators (Vibrationsanalyse) beinhaltet. Zusätzlich werden kontinuierlich Temperatur, Laststrom und die Spannung aufgezeichnet und mit den Monitoringdaten korreliert.

Da im Gegensatz zur klassischen TE Diagnostik statt einer zeitlich begrenzten Messung die Aktivität von TE dauerhaft gemessen wird, kann die Entwicklung der TE nachvollzogen werden. Um die beträchtliche Anzahl an Messdaten auswerten zu können, werden in diesem Forschungsprojekt zwischen der Universität Stuttgart und der EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG neue Methoden zur Analyse von TE-Ereignissen untersucht.

Die mechanischen Vibrationen werden mit dem jeweiligen Betriebszustand des Transformators verglichen. Generelle Abhängigkeiten werden aufgezeigt und dienen als Referenz um Veränderungen im mechanischen Schwingungsverhalten im Rahmen einer Langzeituntersuchung zu beobachten.

1 Einleitung

Die Sicherheit und Zuverlässigkeit von Transformatoren stellt eine zunehmende Herausforderung an den Anlagenbetrieb dar. Durch die steigende Überalterung der Betriebsmittel kann die Ausfallwahrscheinlichkeit zunehmen. Aufgrund neuer Anforderungen an die Anlagen, wie häufigeres An- und Abfahren, Blindleistungsbereitstellung und ggf. kurze Überlastperioden werden die Betriebsmittel stärker beansprucht. Eine aktuelle Studie der Cigré Working Group A2 [1] schlüsselt die Ausfallarten von Leistungstransformatoren auf, siehe Abbildung 1.1. Für die Studien wurden Daten von insgesamt 48 Energieversorgern in 16 Ländern ausgewertet, so dass in Summe 156.000 Transformatorjahre betrachtet werden (im Betrachtungszeitraum 1996 bis 2010).

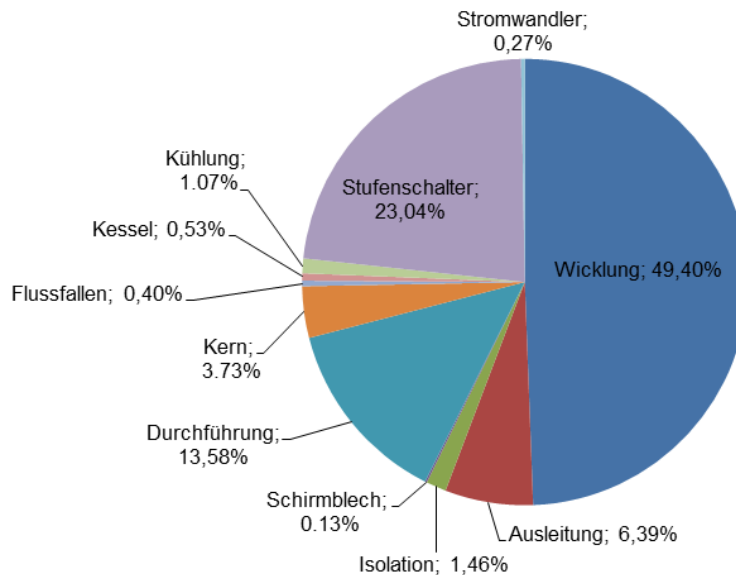


Abbildung 1.1 Fehlerorte Leistungstransformatoren (basierend auf der Auswertung von 751 schweren Fehlern) [2]

Fehler, die zu einem Ausfall des Betriebsmittel führen, sind hauptsächlich im Inneren des Transformators zu finden: in der Wicklung, an den Zuleitungen, am Kern des Aktivteils sowie allgemein in der Isolation. Verglichen mit früheren Fehlerstatistiken aus den achtziger Jahren [3] hat der prozentuale Anteil dieser Fehler zugenommen. Um die Fehlerraten zu reduzieren, muss die Diagnostik zukünftig insbesondere bei der Zustandsbestimmung des Aktivteils ansetzen. In diesem Zusammenhang kann eine permanente Betriebsmittelüberwachung dieser Komponenten durch eine frühzeitige Erkennung sich entwickelnder Fehler hilfreich sein.

1.1 Übersicht über verfügbare Diagnose- und Monitoringverfahren

Vor-Ort Diagnoseverfahren werden in on- und offline Methoden unterschieden [4]. Online Monitoringsysteme arbeiten kontinuierlich an am Netz befindlichen Betriebsmitteln und ermöglichen dadurch die durchgehende Erfassung des Zustandes unter tatsächlichen Betriebsbedingungen. Offline Diagnoseverfahren werden in vorgesehenen Wartungsintervallen oder bei Bedarf angewandt, bspw. wenn das Betriebsmittel bereits fehlerverdächtig ist.

In vielen Fällen leiten sich Diagnoseverfahren aus Methoden ab, wie sie für Abnahmen im Prüffeld (offsite) entwickelt wurden. Die Gegebenheiten vor Ort (onsite) und besonders für Messungen im Betrieb (online) unterscheiden sich jedoch teilweise deutlich von jenen aus Prüffeldern. Beispielsweise wird bei der konventionellen Teilentladungsmessung gemäß IEC 60270 vor-Ort üblicherweise ein anderer Frequenzbereich als im Prüffeld ausgewählt, um den Einfluss von externen Störern zu verringern [5]. **Tabelle 1 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** listet

zurzeit übliche oder in der Entwicklung befindliche Untersuchungsmethoden für Leistungstransformatoren auf und zeigt deren mögliche Einsatzgebiete.

Tabelle 1 Untersuchungsmethoden und ihre Eignung für verschiedene Rahmenbedingungen [2]

| Diagnosemethode | offline | online | Monitoring | offsite |
|-----------------------------------|---------|--------|------------|---------|
| Ölalterungsuntersuchung | XXX | XXX | (XX) | XXX |
| Gas-in-Öl Analyse (DGA) | XXX | XXX | XX | XXX |
| Isolationswiderstand | XXX | - | - | XXX |
| Übersetzung | XXX | - | - | XXX |
| Transferfunktion (FRA) | XX | X | - | XX |
| Teilentladungsmessung (IEC 60270) | XXX | XX | X | XXX |
| Unkonventionelle TE-Messung | XX | XX | X | XX |
| Dielektrische Diagnostik | XX | X | X | XX |
| Furane | X | X | - | X |
| DP-Grad | - | - | - | XXX |

XXX: standardisiertes und etabliertes Verfahren
 XX: teilweise akzeptiertes Verfahren
 X: in der Forschung befindliches Verfahren
 -: nicht angewendet

Wie in Tabelle 1 zu erkennen ist, eignen sich nicht alle Diagnosemethoden für ein dauerhaftes Monitoring. Prinzip bedingt können manche Messungen nur offline durchgeführt werden. Bei diesen Verfahren hat sich vielfach ein sogenanntes Fingerprinting bei Prüffeldmessungen durchgesetzt, welches für die spätere Beurteilung bei Diagnosemessungen onsite genutzt werden kann. Ein Beispiel dafür ist die Transferfunktionsmessung (engl. Frequency Response Analysis: FRA) [6]. Außerdem findet das Vibrationsmonitoring bei Diagnoseverfahren bisher noch wenig Anwendung.

1.2 Betriebliche Aspekte einer dauerhaften Betriebsmittelüberwachung

Die allgemeine Fragestellung lautet, in welchem Fall eine dauerhafte Betriebsmittelüberwachung (Monitoring) sinnvoll sein kann. Daraus abgeleitet ergeben sich im Wesentlichen drei Teilaspekte:

- Welchen Mehrwert bringt eine dauerhafte Überwachung für die Ausfall- und Betriebssicherheit?
- Welche Parameter eignen sich, permanent überwacht zu werden?
- Was ist das Kosten-Nutzen Verhältnis eines Monitorings?

Am Häufigsten kommt diese Fragestellung bei Transformatoren im Betrieb auf, die zwar Probleme zeigen, jedoch keine eindeutige Indikation für eine Stilllegung aufweisen. Häufig sind hier veränderte Gaswerte nach einer Routinebeprobung zu nennen, die ggf. Anlass zur Sorge bieten, aber noch kein eindeutiges Abschaltkriterium darstellen. Im Allgemeinen werden in solchen Fällen verschiedene Diagnosen durchgeführt, um eine Fehlereingrenzung vornehmen zu können. Ergibt sich auch aus diagnostischer Sicht keine klare Empfehlung zur Abschaltung, kann die weitere Fehlerentwicklung im Betrieb durch ein Monitoring, üblicher Weise von Gas- und TE Daten, erfasst werden, um zukünftig frühzeitig auf Veränderungen reagieren zu können.

Auch bei Neuanschaffungen von Betriebsmitteln kann Monitoring von Beginn an Vorteile bieten. Der Langzeitvergleich ermöglicht es, auch sehr langsame Veränderungen über Jahre hinweg festzustellen und zu bewerten. Der verfügbare Originalzustand bei Inbetriebnahme kann hierbei als Referenz verwendet werden. Verändert sich das Betriebsverhalten, so kann dieses unmittelbar

erkannt werden. Für einige Überwachungsverfahren wie beispielsweise die UHF-TE Methode kann es sinnvoll sein, bereits bei der Planung von Neubeschaffungen geeignete Messpunkte vorzusehen, seien es ausreichend Zugangsmöglichkeiten für Sensoren über Flachkeilschieber oder vorzugsweise direkt Sensoren als Kesselinstallationen einzubauen, die über die gesamte Lebensdauer am Transformator verbleiben können, siehe Kapitel 2.2.1 und 2.2.2, Abbildung 2.2.

Wichtig sind die einfache Einbindung in den Betrieb und die Zuverlässigkeit eines Monitorings. Detaillierte Informationen über die Betriebsmittelzustände werden erst bei konkreten Veränderungen interessant. Im Regelbetrieb ist ein Monitoring idealerweise unsichtbar. Statusmeldungen sollten daher möglichst einfach ausfallen.

Zweiter wesentlicher Punkt ist neben der möglichst einfachen Anwendung durch den Betreiber auch der Preis, der über Verwendung oder Verzicht eines Monitorings mit entscheidet.

2 Verfahren zur permanenten Überwachung von Leistungstransformatoren

2.1 Kontinuierliche Gas in Öl Analyse

Durch natürliche Alterung sowie durch thermische oder elektrische Fehler entstehen charakteristische Gase, die sich in der umgebenden Isolierflüssigkeit lösen. Bei der Gas-in-Öl Analyse (engl. Dissolved Gas Analysis, DGA) werden diese Gase extrahiert und gemessen. Aufgrund der vorhandenen Gase, Gasmengen und -verhältnissen kann ein vorliegender Fehler identifiziert werden und ggf. auf den Zustand des Betriebsmittels geschlossen werden.

Die Gas-in-Öl Analyse wird hauptsächlich bei Leistungstransformatoren angewendet. Nach der Entnahme einer Ölprobe erfolgt die weitere Analyse üblicherweise in einem Labor. Das gesamte Vorgehen ist genormt. Zuerst werden die gelösten Gase aus der Isolierflüssigkeit extrahiert. Die qualitative und quantitative Analyse der extrahierten Gasmischung geschieht in einem Gaschromatografen [7]. Eine vollständige Analyse umfasst 11 verschiedene Gase: H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , C_3H_8 , CO , CO_2 , O_2 und N_2 . Die gemessenen Konzentrationen werden in $\mu l/l$ oder ppm (v/v) (parts per million, volumetrisch) angegeben. Für die Interpretation der Gaswerte sind verschiedene Interpretationsverfahren bekannt: beispielsweise das grafische Duval-Dreieck oder die Interpretationsverfahren nach Dörnenburg oder Müller Schliesing Soldner, die mit Fehlergas-Quotienten arbeiten.

Seit langer Zeit gibt es neben der klassischen Labor-DGA Wasserstoff-Sensorsysteme, die direkt im Öl des Transformators den Wasserstoffgehalt kontinuierlich messen. Ein Ansteigen der gelösten Gaskonzentration ist als Warnung zu verstehen, die eine vollständige DGA nach sich ziehen sollte. Darüber hinaus sind komplexe Analysesysteme verfügbar, die eine Vollanalyse aller Gase während des Betriebs vornehmen und somit eine Diagnose des Transformators ermöglichen [8]. Die Extraktion der Gase aus dem Öl erfolgt teilweise mittels einer semipermeablen Membran, die einen Gasraum vom Öl des Transformators abtrennt oder durch das Headspace-Prinzip oder durch eine Vakuum-Entgasung. Die eigentliche Gasanalyse wird durch Halbleitersensoren, Brennstoffzellensensoren, Photo-acoustische Messverfahren oder Gaschromatografie ausgeführt.

Den Ausschlag zur Installation eines Gas-in-Öl online Monitoringsystems kann ein bereits bekannter, schwerer Fehler sein, der kontinuierlich überwacht werden sollte oder es handelt sich um ein strategisch wichtiges bzw. teures Betriebsmittel [8]. Auch können neue Fehler zeitnah erkannt werden, die sich im Intervall zwischen zwei regulären Ölproben befinden. Für die durch die häufige Messung entstehenden großen Datenmengen gibt es von manchen Herstellern Softwarelösungen, die einen Zugriff auf die Daten und eine Interpretation ermöglichen. Bei der Interpretation der Monitoringdaten kommt der Trendanalyse eine größere Bedeutung zu [9].

2.2 Langzeitüberwachung von Teilentladungen

Bei Leistungstransformatoren können durch Alterung und erhöhte Belastung unter anderem Fehlstellen in der Öl-Papier Isolation entstehen. An solchen Fehlstellen in der Isolation entstehen Teilentladungen (TE), welche über eine elektrische Messung nach IEC 60270 [5], eine elektromagnetische Messung im ultrahochfrequenten Bereich (UHF: 300 MHz – 3 GHz) oder auch eine akustische Messung detektiert werden können. TE sind nicht nur Indikator für Fehlstellen in der Öl-Papier Isolation, sondern können das Papier auch weiter schädigen und im schlimmsten Fall zum Totalausfall des Transformators führen. Daher ist es sinnvoll die TE-Aktivität von Leistungstransformatoren dauerhaft durch ein Monitoring System zu überwachen.

2.2.1 UHF Methode

Eine der Begleiterscheinungen von TE, die Aussendung elektromagnetischer Signale, wird als Basis für die UHF Messmethode verwendet. Die UHF Messung hat Prinzip bedingt gegenüber der konventionellen TE Messung nach IEC 60270 den entscheidenden Vorteil, dass mit einem in den Transformator kessel eingebrachten UHF Sensor durch die elektromagnetische Schirmwirkung des Kessels und die Tiefpassfilterung der Durchführungen nahezu nur UHF Signale von TE detektiert werden, die aus dem Inneren des Transformators stammen. Somit ist die UHF Messung selektiv für den zu überwachenden Transformator und weniger sensitiv gegenüber Störungen in einem Online Monitoring System, die beispielsweise durch TE benachbarter Betriebsmittel oder durch Korona auf Sammelschienen und Freileitungen hervorgerufen werden könnten. Abbildung 2.1 zeigt die Skizze eines Transformators mit einer internen TE und einer externen TE, die beide durch ein elektrisches Messsystem aufgezeichnet werden. Die UHF Messung mit einem in den Transformator kessel eingebrachten UHF Sensor zeichnet hingegen nur die interne TE auf.

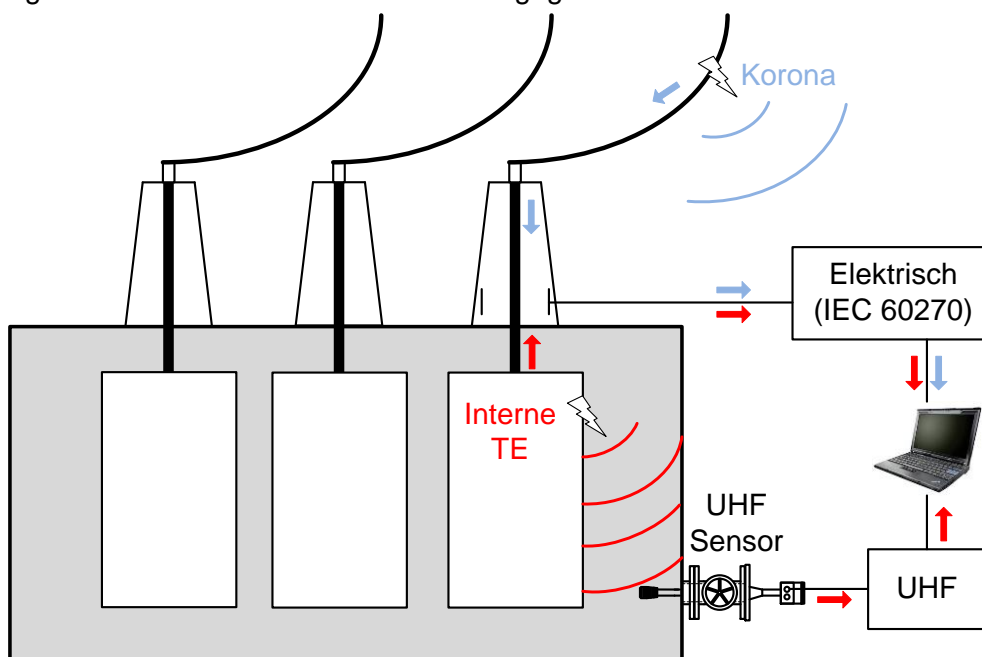


Abbildung 2.1 TE Messung am Transformator: Selektivität bei externen Störern von elektrischer und UHF Methode

2.2.2 Sensorik

Die wichtigste Komponente für die TE Messung im UHF Bereich ist eine geeignete Antenne, die in den Kessel von Leistungstransformatoren eingebracht werden kann. Auf Basis langjähriger Erfahrungen mit UHF Messungen im Labor sowie im Feld wurde am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart ein UHF Sensor für Leistungstransformatoren

ren entwickelt, welcher bereits seit mehreren Jahren weltweit durch Energieversorger und Transformatorhersteller zur TE Diagnose eingesetzt werden. In Abbildung 2.2, links ist ein UHF Drain Valve Sensor in der Ausführung für standardisierte DN50 und DN80 Flansche zu sehen.



Abbildung 2.2 Links: UHF Drain Valve Sensor zur Montage an Flachkeilschiebern (DN 50 & DN 80), Rechts: UHF Plate Sensor zur dauerhaften Installation in der Kesselwand, an Montageplatten, etc.

Der UHF Drain Valve Sensor ist für die schnelle Installation bei einer Diagnosemessung konzipiert. Es ist auch möglich, den Sensor dauerhaft für ein Monitoring System zu installieren. Allerdings wird dadurch einer der nur in begrenzter Anzahl am Transformator vorhandenen Flachkeilschieber belegt. Aus diesem Grund wurde ein UHF Plate Sensor (Abbildung 2.2, rechts) speziell für die Dauerinstallation für Monitoring Systeme entwickelt. Da für diesen neuen Sensortyp keine Flachkeilschieber am Transformator benötigt werden, können die Sensoren am Transformator-kessel an beliebigen Stellen und in beliebiger Zahl platziert werden. Die Sensoren werden bei neuen Transformatoren oder Transformatoren, die zu einer Reparatur im Werk sind, am Kessel eingeschweißt. Es besteht auch die Möglichkeit, Transformatoren direkt im Feld mit UHF Plate Sensoren nachzurüsten. Hierfür muss der Transformator-kessel Montagelöcher aufweisen. Die darauf befindlichen Montageplatten können nach Ablassen des Öls durch Platten mit zuvor angebrachten UHF Plate Sensor getauscht werden.

2.2.3 Automatisierte Auswertung von TE Monitoringdaten

Für eine effiziente Auswertung von Messdaten eines Langzeit UHF-TE-Monitorings werden Automatismen benötigt, welche die Fülle der Messdaten für die Betriebsführung aufbereiten. Die Messdaten werden in Form von Phasen aufgelösten Teilentladungsmustern (eng. Phase-Resolved-PD-Pattern, PRPD-Pattern) aufbereitet, wie sie auch aus der konventionellen TE Messung bekannt sind. Mit bilderkennenden Verfahren können einzelne Quellen anhand ihrer Muster identifiziert werden. Diese Erkennung wird mittels der 2-dimensionalen Kreuzkorrelation realisiert. Dazu wird das PRPD-Pattern mit einem Satz aus definierten Mustern verglichen, die charakteristisch für einzelne Quellen sind. Das Ergebnis gibt die Ähnlichkeit zwischen PRPD Pattern und Muster an. Einzelne TE Quellen lassen sich durch dieses Verfahren in ihrer Entwicklung verfolgen. Durch Schwellwertdefinitionen können Alarmwerte für die Betriebsführung generiert werden um auf außergewöhnliche TE Ereignisse in Echtzeit aufmerksam zu machen.

2.3 Trendentwicklung der mechanischen Schwingungen

Die bisher bekannteste Auswirkung der mechanischen Schwingungen (Vibrationen) von Transformatoren sind die dadurch hervorgerufenen Betriebsgeräusche. Die Geräuschmessung ist eine genormte Standardabnahmeprüfung von Transformatoren [10], [11]. Quellen der Vibrationen sind im Wesentlichen zwei Phänomene. Die Magnetostriktion in den Blechen des geschichteten Kerns und Lorenzkraften, die auf die Wicklung wirkt. Die Magnetostriktion beschreibt die Ausrichtung von Elementarmagneten in ferromagnetischen Materialien in einem von Außen angelegten magnetischen Feld. Im Material selbst besitzen die Elementarmagneten eine räumliche Ausdehnung. Diese Bereiche werden Weiss'sche Bezirke genannt, die sich in ihrer Form und Größe stark vonei-

einander unterscheiden. Unter Einfluss eines externen, magnetischen Feldes finden Verschiebungen und Drehprozesse der einzelnen Bezirke statt. Da die Anregung periodisch erfolgt, oszillieren auch die mechanischen Schwingungen, allerdings mit der doppelten Frequenz. Die Verdopplung bedingt sich dadurch, dass die räumliche Materialausdehnung in einer Richtung bei positiver wie negativer magnetischer Halbwelle gleich ist. Daher treten zwei Maxima pro elektrischer Periode auf. Abbildung 2.3 zeigt schematisch die Änderung eines Blechelements während einer Periode.

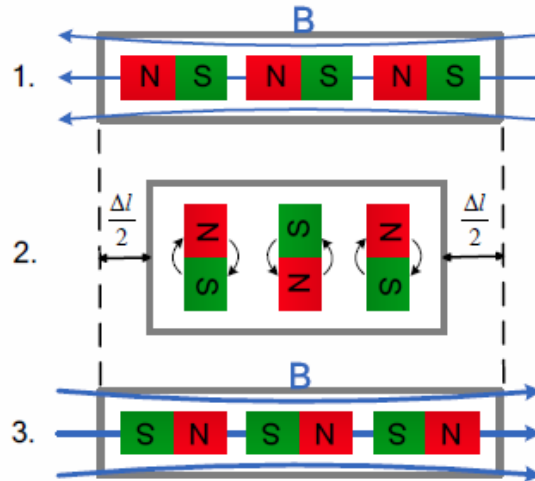


Abbildung 2.3 Mechanische Ausrichtung von Elementarmagneten (Weiß'schen Bezirken) entlang eines externen magnetischen Flusses. Die mechanische Frequenz f_{mech} entspricht der doppelten elektrischen Frequenz f_{el}

Makroskopisch äußert sich das durch eine Dehnung und Stauchung des gesamten Kernbleches, bzw. bezogen auf das Betriebsmittel des gesamten geblechten Kerns. Daher ist es naheliegend, Vibrationsmessungen als diagnostisches Mittel für den mechanischen Zustand des Kerns, bzw. des Aktivteils heran zu ziehen [12], [13].

Typischer Weise werden Vibrationen mit 1-Dimensionalen Beschleunigungssensoren außen auf der Kesselwand aufgenommen. Damit kann die mechanische Auslenkung senkrecht zur Wand als Zeitsignal aufgezeichnet werden. Abbildung 2.4 zeigt einen typischen Messaufbau.

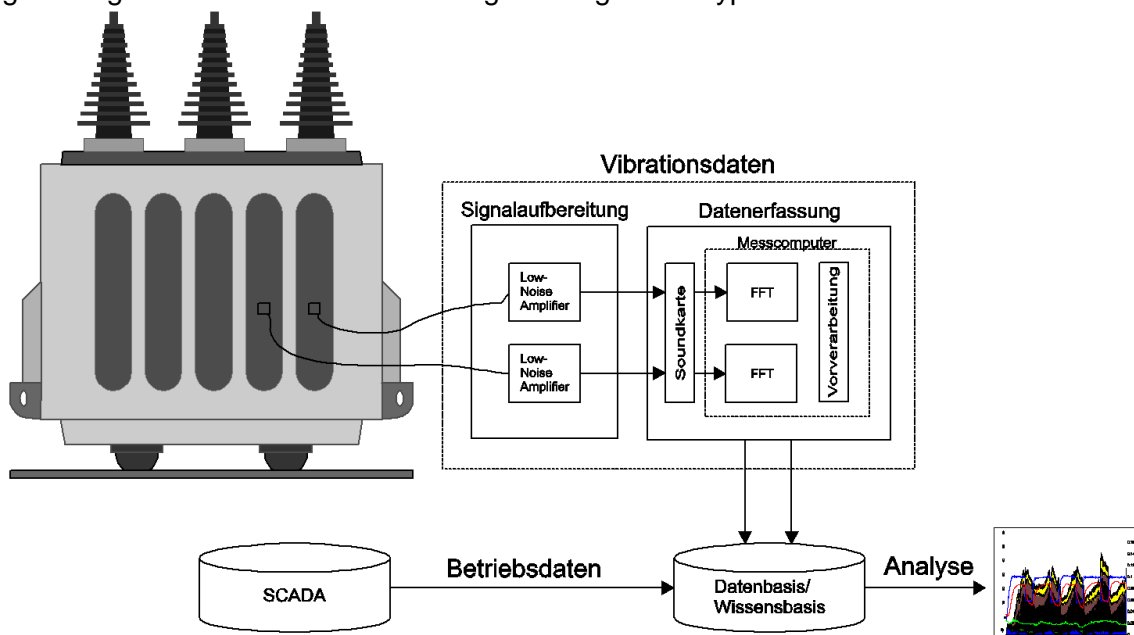


Abbildung 2.4 Beispielhafter Messaufbau mit zwei Sensoren an der Kesselwand

Die Kesselvibrationen werden zunächst verstärkt, Analog-Digital gewandelt und in regelmäßigen Abständen aufgezeichnet. Aus den Zeitsignalmessungen werden dann über eine Fast-Fourier-Transformation (FFT) die enthaltenen Frequenzen zur weiteren Analyse bestimmt. Neben der mechanischen Grundfrequenz werden zusätzlich harmonische Anteile durch Nichtlinearitäten der Magnetostriktion [14] und durch die Eigenmoden des mechanischen Aufbaus hervorgerufen [15]. Da die Transformatorvibrationen von der aktuellen Last und der Betriebsmitteltemperatur abhängen, werden diese für die diagnostische Bewertung ebenfalls benötigt und müssen diese daher mit aufgezeichnet werden.

Prinzip bedingt sind Signale aus Kesselmessungen stark positionsabhängig. Daher lassen sich zwei verschiedene Messpunkte hinsichtlich ihres Frequenzspektrums und Amplituden nicht direkt miteinander vergleichen. Die mechanische Grundfrequenz zeigt jedoch ein konstantes Temperatur- bzw. Lastverhalten.

3 Praktische Anwendung

3.1 Maschinentransformator (125 MVA, 110/10,5 kV, Baujahr 1965)

Bedingt durch einen Umbau eines Kraftwerksanschlusses vom 220 kV Netz auf 110 kV konnte der ursprüngliche Maschinentransformator nicht weiter verwendet werden. Eine Neuwicklung schied aus verschiedenen Gründen aus. Innerhalb des Betriebsmittelparks war durch eine Außerbetriebnahme eines anderen Blocks ein passender Ersatz vorhanden. Dieser zeigte jedoch bereits Auffälligkeiten. Um mögliche Gefährdungen besser einzuschätzen, wurde nach offline Messungen der Teilentladungen gemäß IEC 60270 entschieden, die Gasentwicklung dauerhaft mit einem Hydran Sensor und zusätzlich die TE-Aktivität mit einem UHF TE Monitoring während des Betriebs zu überwachen.

3.1.1 Gastrends

Für die kontinuierliche Überwachung der gelösten Gase wird ein Hydran 201Ti Sensor der Firma GE verwendet. Der Sensor wird direkt am Kessel des Transformators angebaut. Eine Gasdurchlässige Membran trennt den Ölraum des Transformators vom Gasraum des Sensors. Im Gasraum sorgt ein Brennstoffzellensensor für die Messung der Gaskonzentration. Der Sensor misst eine Mischung aus vier Gasen mit unterschiedlicher Empfindlichkeit: Wasserstoff (100 %), Kohlenstoffmonoxid (18 %), Ethin (8 %), Ethen (1,5 %). Er bildet daraus einen Konzentrationswert zwischen 0 und 2000 $\mu\text{l/l}$. Abbildung 3.1 zeigt den im letzten Jahr gemessenen Konzentrationsverlauf.

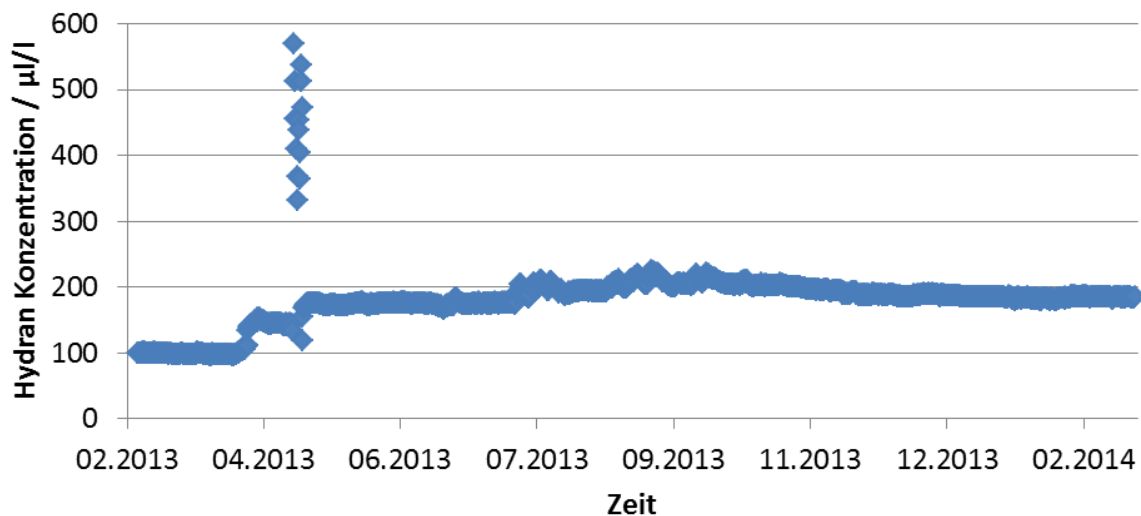


Abbildung 3.1 Konzentrationsverlauf des Hydran Sensors über das letzte Jahr

Die Werte steigen von 100 $\mu\text{l/l}$ auf aktuell knapp unter 200 $\mu\text{l/l}$. Dabei ist zu beachten, dass der Kraftwerksblock nicht ständig am Netz ist und bei einem Stillstand der Transformator auch hochspannungsseitig vom Netz getrennt wird. Zusätzlich werden in regelmäßigen Abständen Ölproben entnommen und im Labor analysiert. Die Ölproben enthalten Wasserstoff, Methan und Ethen. In kleineren Mengen ist Ethin vorhanden. Kohlenstoffmonoxid und -dioxid ist ebenfalls in der Probe enthalten und deutet auf eine Alterung der Öl/Papier-Isolation hin. Die verwendeten Interpretationsverfahren liefern allerdings keine einheitliche Diagnose.

Im April des vergangenen Jahres detektierte der Hydran Sensor einem kritischen Anstieg der Gas-konzentration (Abbildung 3.1 links, mit Werten bis 600 $\mu\text{l/l}$). Die Gas-in-Öl Analyse sowie elektrische Messungen brachten keine klaren Erkenntnisse. Eine Zunahme der TE konnte aufgrund des Monitorings und der damit verbundenen schnellen Auswertung der Pattern ausgeschlossen werden. Der Gasanstieg und die Auswertung der Labor Gas-in-Öl Werte ließen auf eine mögliche Heißstelle oder Entladung schließen.

Da die Teilentladungsaktivitäten und alle drei Quellen nach wie vor unverändert sind, wäre eine mögliche Entladung durch eine andere Ursache zu erklären. Die andere Möglichkeit der Heißstelle könnte auf eine defekte Anzapfung des Stufenstellers zurückzuführen sein. Elektrische Messungen brachten diesbezüglich keine Klarheit über einen möglichen Fehler. Im weiteren Betriebsverlauf trat ein solches Ereignis nicht wieder auf.

3.1.2 Teilentladungsentwicklung

Die Überwachung umfasst zum einen eine statistische Auswertung der Anzahl von TE sowie welche UHF- Pegel gemessen wurden. Zum anderen wird über die in der TE Diagnostik bekannte Korrelation mit einer Netzphase das sogenannte Phase Resolved PD Pattern (PRPD Pattern) verwendet. Abbildung 3.2 zeigt die Langzeitentwicklung der TE Daten. Da sich der Maschinentransformator nicht durchgängig in Betrieb befindet, sind nur die tatsächlichen Betriebsstunden dargestellt.

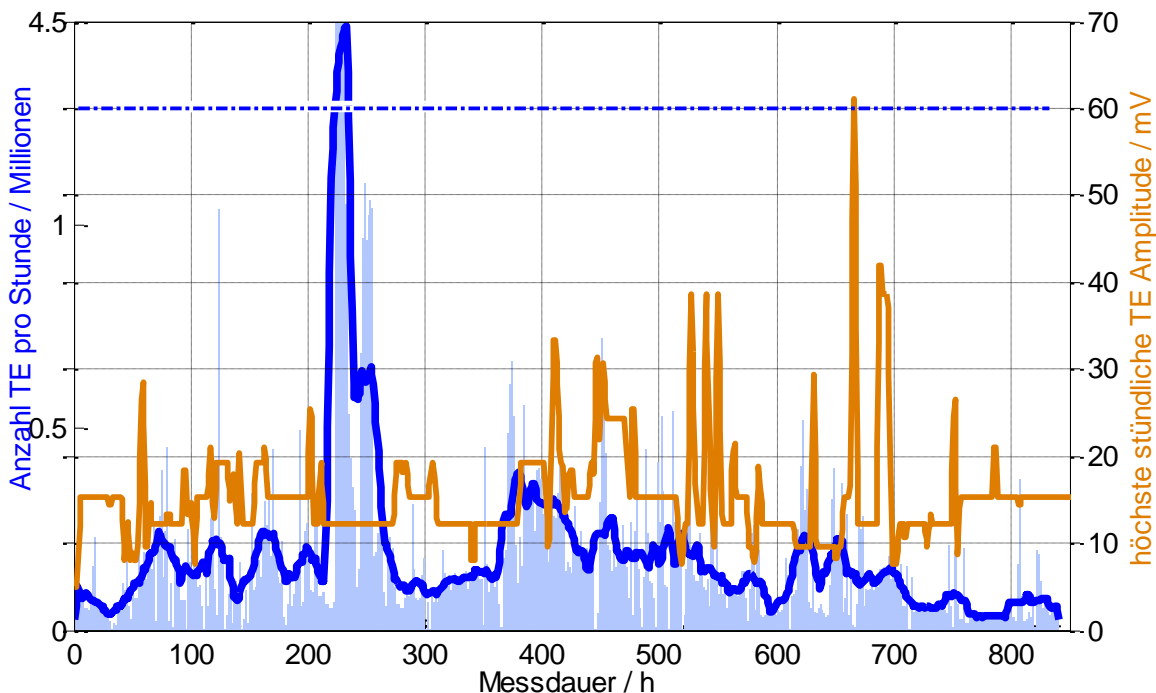


Abbildung 3.2 Statistische Darstellung der TE Häufigkeit (hellblau: Stundenwerte, dunkelblau: gleitender Durchschnitt) und UHF Amplitude (orange: Stundenwerte)

Erkennbar ist die hohe Volatilität sowohl in der Anzahl auftretender TE als auch deren gemessenen UHF- Amplitude.

Die „manuelle“ Analyse von TE-Pattern und deren Auftretshäufigkeit wurde im Laufe des Projekts durch eine halbautomatisierte Auswertung ergänzt. Diese kann den betrieblichen Aufwand deutlich reduzieren, da die Betrachtung und Analyse der gesamten Datensätze entfällt. Das Betriebspersonal bzw. Assetmanagement kann sich dadurch einen schnellen Überblick verschaffen, ohne aufwändig die Daten mehrerer Wochen oder Monate komplett auswerten zu müssen.

Die anfängliche manuelle Analyse der PRPD Patterns ergab, dass im Wesentlichen drei Teilentladungsquellen in den letzten 4 Jahren vorgekommen sind. Diese sind allerdings nicht permanent aktiv sondern treten in Intervallen auf. Abbildung 3.3 zeigt diese TE Pattern und dazu erstellte abstrakte Muster zur anschließenden automatisierten Erkennung der TE Pattern.

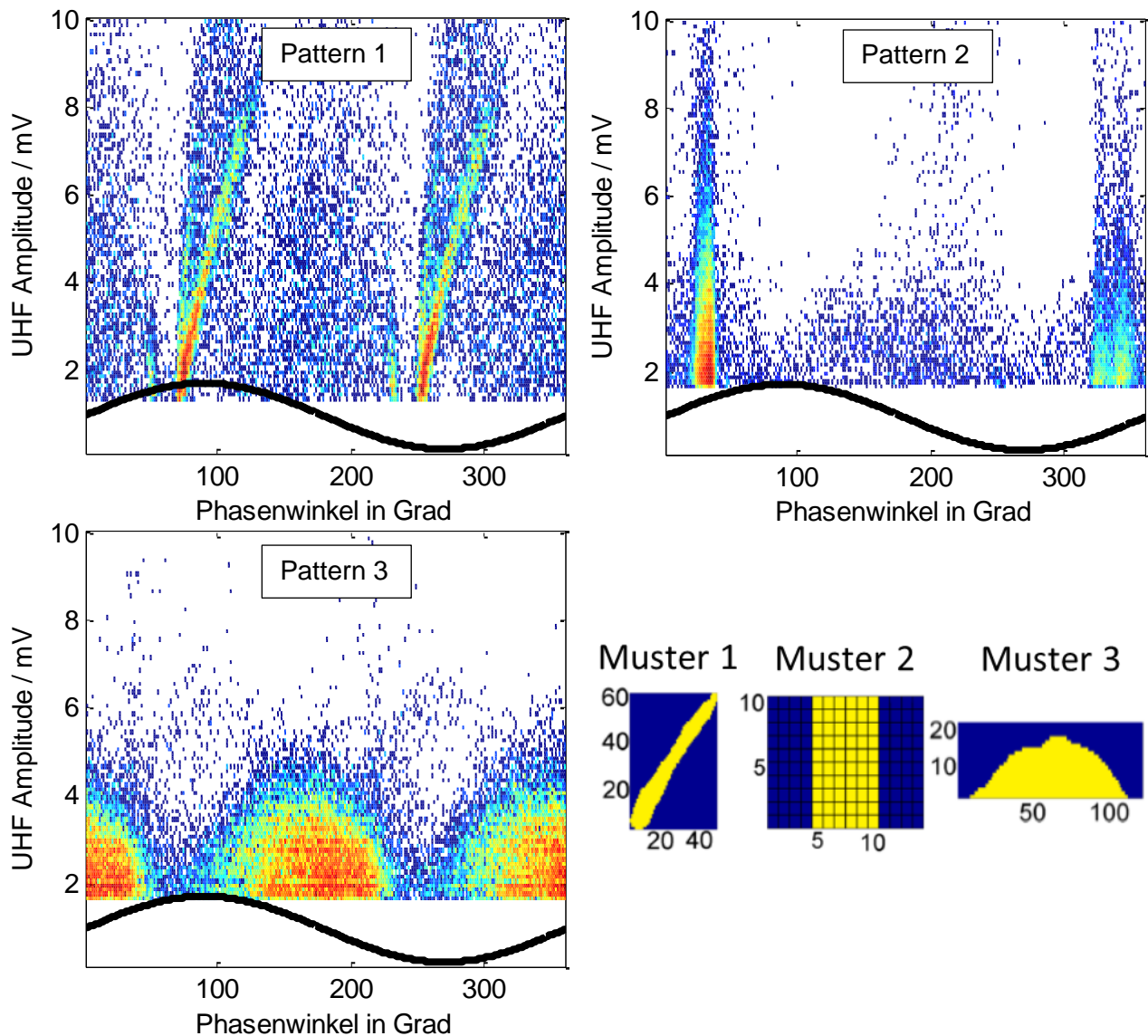


Abbildung 3.3 Pattern1 bis 3 und dazugehörige Muster der automatisierten Erkennung (Kreuzkorrelation)

Für die kontinuierlich aufgezeichneten TE Daten werden automatisch PRPD Pattern erzeugt und mit den Muster 1-3 kreuzkorreliert. Überschreitet die errechnete Ähnlichkeit den gesetzten Mindestwert, gilt das Pattern als erkannt. Das Ergebnis ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Zeiten, in denen der Transformator nicht lief, sind ausgeblendet. Zeiten, in denen das Muster vorhanden ist jeweils farblich markiert. Erkennbar ist, dass Muster 3 ein „Grundmuster“ darstellt und fast perma-

nent vorhanden ist. Das zuerst betrachtete Muster 1 kommt im Vergleich selten vor. Muster 2 ist ebenfalls seltener aktiv als 3.

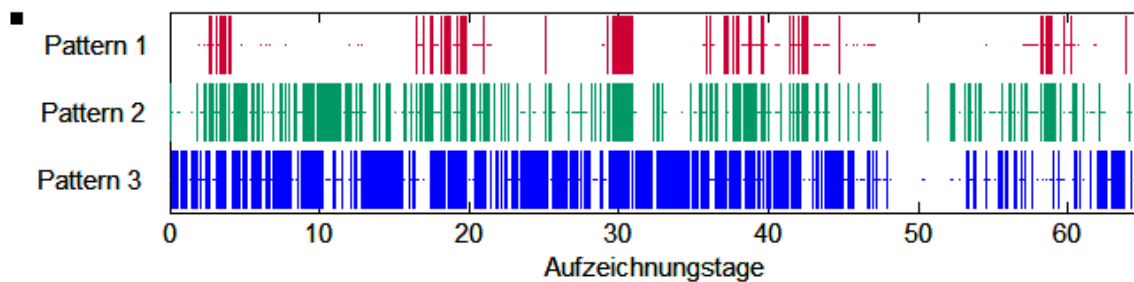


Abbildung 3.4 Auftretshäufigkeit der verschiedenen TE-Pattern über die Zeit

Die Muster haben sich innerhalb der letzten vier Jahre nicht signifikant verändert, auch hat ihr Vorkommen nicht zugenommen. Eine außergewöhnlich schnelle Degradierung der Isolation wurde daher nicht erwartet. Aus diesem Grund und wegen des unauffälligen Verlaufs der Wasserstoffkonzentration sowie der weiteren Fehlertrends wurde bisher von einer kostenintensiven Neubeschaffung des Maschinentransformators abgesehen.

3.1.3 Vibrationsverlauf

Die Vibrationsdaten werden in einem Messintervall von 3 Minuten aufgezeichnet, wobei jede Messung die Dauer von einer Sekunde hat. Die Sampling Rate beträgt 44.1 kHz. Abbildung 3.5 zeigt einen typischen Verlauf der aufgezeichneten Vibrationen des Transformators.

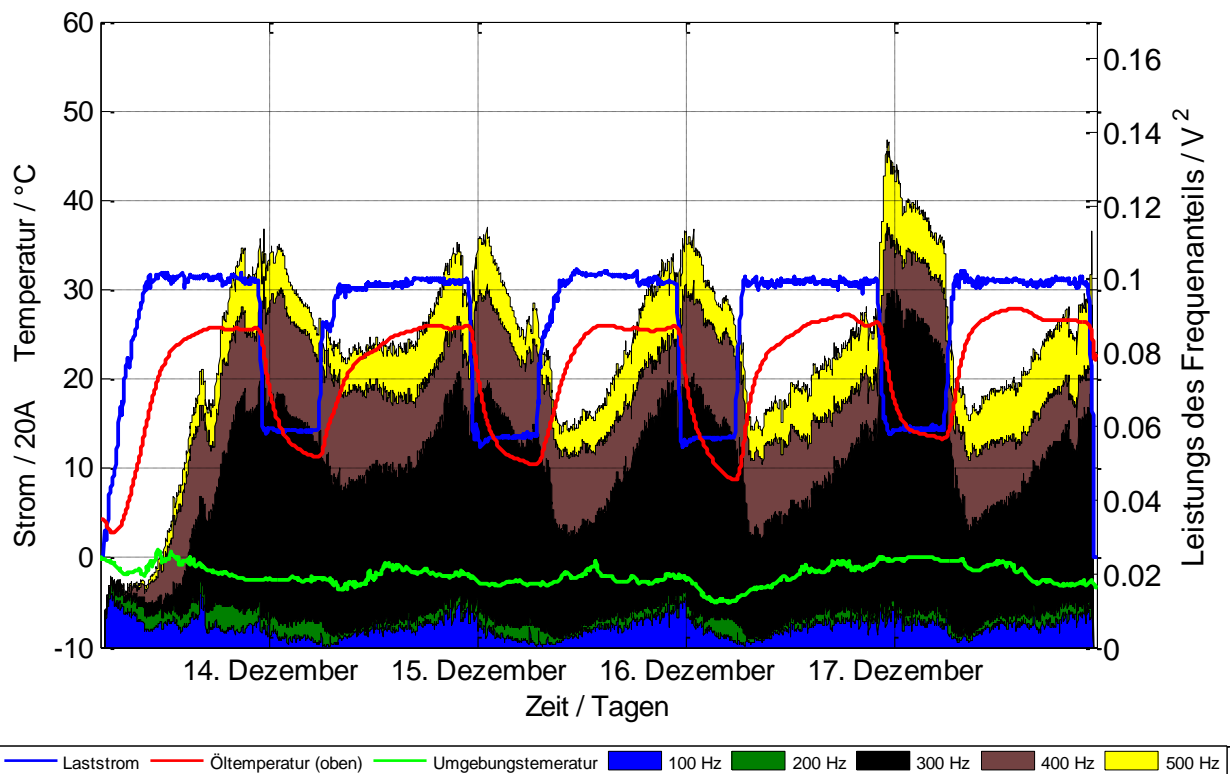


Abbildung 3.5 Typischer Vibrationsverlauf für 1.–6. Harmonische während 4 Tagen Betrieb

Zu erkennen sind die Signalleistungen der Frequenzanteile der Vibrationsdaten, dargestellt von der 1. bis zur 6. Harmonischen und die Werte für Last, Umgebungstemperatur und Öltemperatur.

3.1.3.1 Abhängigkeit von der Öltemperatur

Erkennbar ist eine Abhängigkeit der Öltemperatur vom Laststrom sowie die langsame Änderung der Vibrationen nach Lastwechseln. Da sich die mechanische Schwingungsfähigkeit des Maschinentransformators mit den temperaturabhängigen Ausdehnungskoeffizienten ändert, wird im Folgenden der Zusammenhang der Vibrationen und der Öltemperatur betrachtet. Betrachtet sind nur Messungen aus dem Dauerbetrieb, Einschaltvorgänge (die ersten 10 h nach Zuschaltung) des Transformators werden nicht berücksichtigt. Erkennbar ist bei der Grundfrequenz ein linearer Zusammenhang mit hoher Streuung, siehe Abbildung 3.6. Harmonische Anteile weisen keine eindeutige Korrelation auf, daher wird im Folgenden nur die 100 Hz Komponente betrachtet.

Zur Trendbewertung der Vibrationen über der Zeit werden die einzelnen Betriebsjahre miteinander verglichen. Abbildung 3.6 zeigt die Grundfrequenz aller verfügbaren Messungen aufgeschlüsselt nach Jahren. Die Messungen in den Jahren 2010 und 2011 zeigen ein untereinander vergleichbares Verhalten. Im Jahr 2012 tritt unvermittelt eine Erhöhung der Amplitude auf (ab ca. 20°C), die sich in den verfügbaren Messungen von Jahresanfang 2013 (bei geringeren Öltemperaturen) fortsetzt.

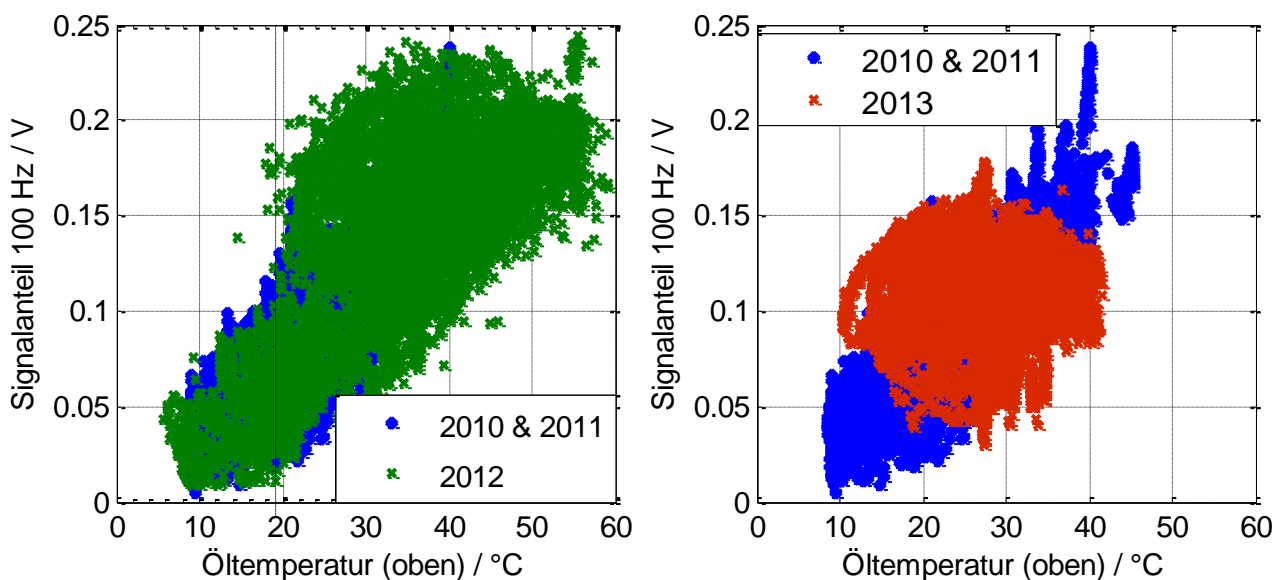


Abbildung 3.6 Jährlicher Vergleich der 100 Hz Komponente über der Öltemperatur

3.1.3.2 Abhängigkeit von der Last

Die Messpunkte werden nun auf den Laststrom bezogen. Einschaltvorgänge des Transformators sind wieder nicht berücksichtigt. Nach Abbildung 3.7, links ist ersichtlich, dass die Vibrationen, speziell im Jahr 2012 bei 300A viel stärker ausgeprägt sind, was sich zum Teil auf höhere Betriebstemperaturen während der Sommermonate zurückführen lässt. Wird allerdings der Temperatureinfluss kompensiert, wie es Abbildung 3.7, rechts zeigt, sinkt der Unterschied zwischen den Jahren und das Verhalten ist vergleichbar über alle Jahre hinweg. Die, trotz Kompensation, erhöhten Vibrationen im Bereich von 250–400A lassen Rückschlüsse auf ein verändertes Verhalten zu.

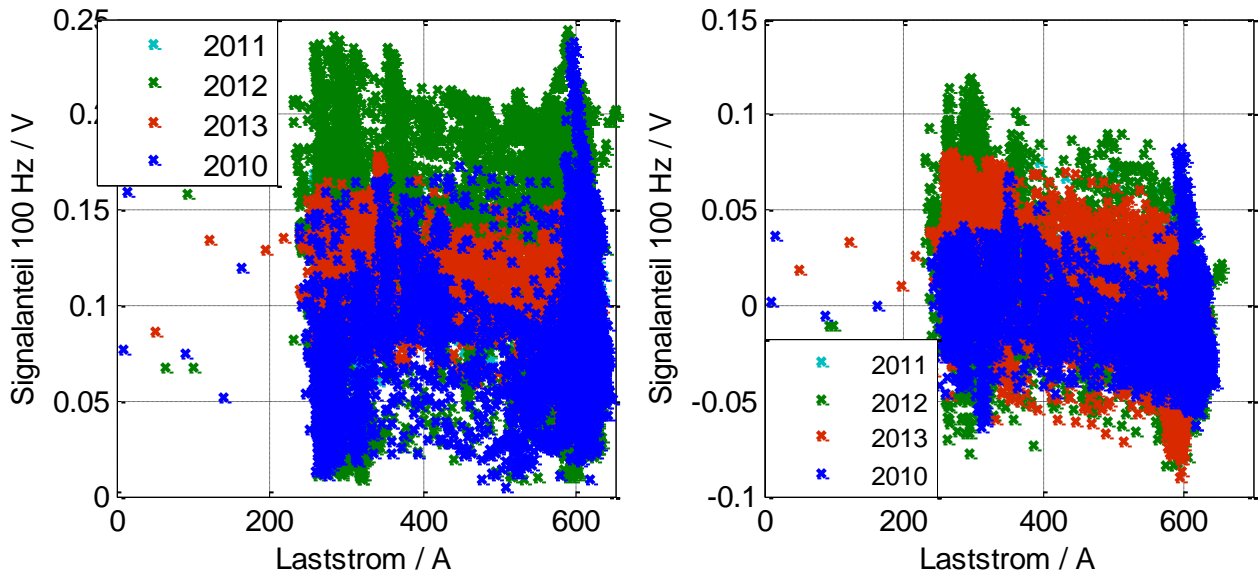


Abbildung 3.7 Vibrationen über Last; Jahresvergleich zwischen kompensierter und nicht kompensierter Darstellung. Bei Kompensierung ist eine Erhöhung der 100 Hz Komponente im Teillastbereich (~300 A) erkennbar.

3.2 Maschinentransformator (525 MVA, 415/21 kV, Baujahr 1985)

Aufgrund der gezeigten mehrjährigen Erfahrung mit dieser Art des Transformator Monitorings an einem auffälligen Block werden sukzessive weitere Transformatoren mit Gas-in-Öl-, UHF TE- und Vibrations-Monitoring Systemen ausgestattet. Etwa seit einem Jahr wird ein bislang bei der Routine Beprobung eher unauffälliger Transformator dauerhaft überwacht, um eventuelle Entwicklungen frühzeitig zu erkennen und verfolgen zu können. Es ist ein kombiniertes H₂, CO und Feuchtemessgerät, ein UHF TE Messsystem mit einem UHF Drain Valve Sensor an einem DN 80 Flachkeilschieber und ein Vibrationsmesssystem mit zwei Schwingungssensoren am Kessel installiert. Das System ist so ausgelegt, dass die UHF- und Vibrationsmessungen um weitere Kanäle erweiterbar sind, falls eine detailliertere Überwachung angestrebt wird. Der Transformator zeigt bisher niedrige, konstante Gas-in-Öl Werte, keine auffälligen TE Muster und ein über der Zeit konstantes Vibrationsverhalten.

4 Zusammenfassung

Der Beitrag erläutert aktuelle Techniken zur dauerhaften Überwachung (Monitoring) von Leistungstransformatoren. Im konkreten Fall werden Maschinentransformatoren betrachtet. Für die Gas-in-Öl Analyse, die hochfrequente, feldgebundene Teilentladungsmessung (UHF-Messung) und die Schwingungsanalyse werden die Grundlagen und Mechanismen vorgestellt. Die Unterschiede der UHF TE Messung im Vergleich zur genormten IEC Messung werden dargelegt und die sich ergebenden Vorteile der UHF Methode bei Messungen im Betrieb aufgezeigt. Für die, insbesondere bei der TE Messung, große Zahl erhobener Messdaten werden Verfahren zur (teil-) automatischen Auswertung vorgestellt. Die hierzu verwendete Mustererkennung ermöglicht es, das Verhalten einzelner TE- Quellen über der Zeit zu verfolgen.

Nutzen und Funktion dauerhafter Zustandsüberwachung werden anhand mehrerer Praxisbeispiele bewertet: Monitoring Methoden erlauben es nicht nur ein aktuelles Zustandsbild zu erstellen, wie beispielsweise jährlich gezogene Ölproben oder einzelne Diagnosemessungen, sondern zeigen die Entwicklung von Fehlergrößen über der Zeit. Diese kann bei Entscheidungen hilfreich sein, die das Asset Management betreffen.

Der vorgestellte 125 MVA Maschinentransformator konnte aufgrund der dauerhaften Gas- und Teilentladungsüberwachung länger am Netz behalten werden, als dies ursprünglich geplant war.

Die kontinuierliche Betrachtung der Fehlergasentwicklung erlaubt es, Änderungen zeitlich vor Buchholzwarnungen zu erkennen. Die als kritisch betrachteten TE Quellen konnten über die Mustererkennung eingegrenzt und ihr Verhalten über der Zeit beobachtet werden.

Abhängig von der Instandhaltungsstrategie kann Monitoring an Transformatoren mit bekannten Problemen als Trendbeobachter verwendet werden, aber auch an Neuanschaffungen dienlich sein: Es ist beispielsweise denkbar, an allen betrieblich wichtigen Transformatoren altersunabhängig dauerhaft Monitoring durchzuführen, um den Neuzustand als Referenz nutzen und eventuelle Probleme frühestmöglich feststellen zu können.

5 Literaturverzeichnis

- [1] S. Tenbohlen, Jaegers et al., Transformer Reliability Survey - Interim Report, *Electra* No. 261, April 2012.
- [2] S. Tenbohlen, M. Heindl, M. Jovalekic, A. Müller, M. Siegel, „Trends in der Diagnostik von Hochspannungs-Betriebsmitteln,“ in *ETG Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel*, Fulda, 2012.
- [3] A. Bossi et al, „An international survey on failures in large power transformers in service,“ *Electra* No. 88, pp. 21-48, 1983.
- [4] S. Tenbohlen, D. Uhde, J. Poittevin, H. Boersi, P. Werle, U. Sundermann, M. Matthes, Enhanced Diagnosis of Power Transformers using on- and offline Methods: Results, Examples and Future Trends, Paris: CIGRE, 2000.
- [5] International Electrotechnical Commission (IEC), IEC 60270 High-Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements, 3. Edition, Geneva, Switzerland, 2000.
- [6] CIGRE Technical Brochure WG A2.26, Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings using Frequency Response Analysis (FRA), S. C. A2, Hrsg., Paris: CIGRE , 2008.
- [7] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 60599 In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte,“ 1999.
- [8] Cigre 409, „Report on Gas Monitors for Oil-Filled Electrical Equipment,“ *Cigre Brochure 409*, 2010.
- [9] IEEE C57.104, „IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers,“ *IEEE Std C57.104-2008*, 2009.
- [10] Verband deutscher Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, VDE, „DIN EN 60076-10 VDE 0532 Teil 76-10 Leistungstransformatoren - Bestimmung der Geräuschpegel,“ VDE / Beuth Verlag, Berlin, 2002.
- [11] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 60076-10-1 Determination of Sound Levels Application Guide,“ IEC, 2005-10.
- [12] B. García, J. Burgo, and Á. Alonso, „Transformer Tank Vibration Modeling as a Method of Detecting Winding Deformations Part I: Theoretical Foundation,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, No. 1, pp. 157-163, January 2006.
- [13] B. García, J. Burgo, and Á. Alonso, „Transformer Tank Vibration Modeling as a Method of Detecting Winding Deformations-Part II: Experimental Verification,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21 Issue 1, IEEE, January 2006, pp. 164 - 169 .
- [14] R. Küchler, Die Transformatoren, 2. Auflage, Heidelberg: Springer Verlag, 1966.
- [15] R. D. Henshell, P. J. Bennett, H. McCallion, M. Milner, „Natural Frequencies and Mode Shapes of Vibration of Transformer Cores,“ in *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers Vol. 112 Issue 11*, IEEE, November 1965, pp. 2133 - 2139 .