

Trends in der online-Isolationsdiagnose von Betriebsmitteln

K. Feser, Universität Stuttgart Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik

1 Einleitung

Technische Produkte durchlaufen einen Lebenszyklus. Er ist verknüpft mit dem allgemeinen Materialkreislauf. Zur Verlängerung der Nutzungsdauer können zwischengeschaltete Instandhaltungsschritte dienen, die sich insbesondere bei langlebigen Produkten, z. B. Wandlern, anbieten. Jeder ist so alt, wie er sich fühlt. Das trifft im übertragenen Sinne auch auf Wandler zu. Das Fertigungsdatum allein ist nicht ausschlaggebend für die Bestimmung der Restlebensdauer, wenn ein Wandler kontinuierlich gewartet wird! In diesem Beitrag sollen einige Entwicklungstendenzen in der Isolationsdiagnose von Betriebsmitteln, insbesondere von Wandlern, aufgezeigt werden.

Heute wird weltweit über diagnostische Verfahren diskutiert [1], [2], [3], [4], [10]. Viele internationale Konferenzen beschäftigen sich intensiv mit Diagnostik, z. B. die CIGRE-Konferenz 1992 in Paris, die ETG-Fachtagung 1992 in Würzburg oder das CIGRE-Symposium 1993 in Berlin. Es stellt sich sofort die Frage: Erlauben es die heutigen technischen Möglichkeiten, die Diagnostik von Betriebsmitteln und kompletten Anlagen auf eine wirtschaftlichere Art als in der Vergangenheit durchzuführen? Gibt es auf dem Gebiet der Diagnose, z. B. bei den Sensoren oder bei den Verarbeitungsmethoden, neue Entwicklungen, die diese Aktivitäten rechtfertigen? Wenn man mit Betriebsingenieuren spricht, hört man immer wieder die Frage: «Warum denn Diagnostik? Unsere heutigen Betriebsmittel mit einer Lebensdauer von mehr als 30 Jahren haben eine so geringe Ausfallhäufigkeit, daß eine Diagnostik sich nicht lohnt! Jede Diagnostik hat wiederum eine Ausfallwahrscheinlichkeit. Können die Gesamtausfälle wirklich noch weiter reduziert werden?» Mit wirtschaftlichen Daten kann deshalb die Diagnostik oft nicht begründet werden.

All dies ist richtig, und trotzdem werden wir in Zukunft wesentlich mehr komplexe Diagnostik in den Systemen der Energietechnik finden. Die Einführung einer Diagnostik könnte in Zukunft nicht nur auf einer wirtschaftlichen oder technischen Ebene entschieden werden, sondern Diagnostik kann ein Hilfsmittel sein, Umweltrisiken, die in unseren Betriebsmitteln mit geringer Wahrscheinlichkeit stecken, weiter zu reduzieren. Unter den Umweltrisiken sollen Sicherheitsaspekte bei der Explosion von Geräten genauso verstanden sein wie Fehler, die zu Abschaltungen führen und dann in der öffentlichen Diskussion Fehlinformationen auslösen, was wiederum so allgemeine Aussagen wie «Kernkraftwerke sind unsicher» hervorruft, obwohl z. B. ein Blocktransformator eines Kernkraftwerks der Auslöser für die Abschaltung war.

Wir, als Ingenieure, versuchen natürlich zuerst unsere Investitionen zu begründen. Betrachten wir unter diesem Aspekt die Diagnostik, so können wir zumindest für bestimmte Produkte, wie z. B. einen Transformator oder eine komplette SF₆-isolierte Schaltanlage, die Diagnostik auch mit ihrer Wirtschaftlichkeit als Investition begründen. Hier stellt sich mehr die technische Frage: Sind die heutigen diagnostischen Verfahren in der Lage, zusätzliche Informationen zu liefern, die die Entscheidungsprozesse «Wartung», «endgültige Außerbetriebnahme» etc. unterstützen? Bis es hier zu allgemein akzeptierten Entscheidungshilfen kommen wird, ist sicherlich noch sehr viel Entwicklungsarbeit zu leisten und auch die Erfahrung

mit diagnostischen Verfahren im praktischen Betrieb notwendig. Diese wirtschaftliche und technische Abschätzung wird wesentlich durch neue technische Entwicklungen, z. B. die Mikrosystemtechnik, die intelligente Sensorik, die Optoelektronik, die Mikroelektronik, die verteilten Rechnertechniken oder die Informationsverarbeitung erleichtert. Einige Beispiele werden die sich entwickelnden Möglichkeiten einer zukünftigen Diagnostik aufzeigen. An den bisherigen Überlegungen können wir die Ziele für eine zukünftige Diagnostik ableiten:

Gesellschaftliche Ziele:

- Reduktion der Risiken für die Umwelt durch frühzeitiges Erkennen von sich entwickelnden Fehlern;
- technische Informationen durch bewußtes Handeln (keine negativen Schlagzeilen in der Presse);
- Erhöhung der Sicherheit für das Betriebspersonal;
- geringerer Streß für das Personal.

Wirtschaftliche Ziele:

- Adaptive Wartung sollte zur Reduktion von Betriebskosten führen;
- Reduktion des Wartungspersonals;
- Betriebsunterbrechungen (für Wartung) besser planbar, mit dem Ziel geringerer Ausfallkosten;
- Planung von Ersatzinvestitionen auf der Basis des Zustandes der Betriebsmittel (Restlebensdauer abschätzbar)

Technische Ziele:

- Optimierung der Betriebsmittel und eines Systems durch bessere Kenntnis der Belastungen im Betrieb;
- Erfassung von sporadischem Fehlverhalten durch kontinuierliche Diagnostik;
- quantitative Informationen über die Entwicklung und das Verhalten bestimmter Meßgrößen, z. B. Teilentladung (TE);
- Korrelationen der Meßgrößen mit Wartungsintervallen und Restlebensdauer.

2 Integration der Diagnostik

Ein diagnostisches Gerät besteht im wesentlichen aus Meßwertaufnehmern, der Meßwertübertragung und der Auswertung, Speicherung und Darstellung des Meßwertes. Für eine kontinuierliche on-line-Diagnostik, und dies dürfte längerfristig die eigentliche Zielsetzung sein, müssen Sensoren entwickelt werden, die die Meßgrößen aufnehmen. Diese Sensoren werden in die Geräte der Energietechnik fest eingebaut und sollten sich in die Konstruktion integrieren, ohne Zusatzkosten zu verursachen: z. B. können Abschirmelektroden für die Spannungsmessung, aber auch für die TE-Messung verwendet werden. Die Meßgröße wird möglichst nahe am Sensor aufbereitet, d. h. vor-Ort wird eine erste Vorverarbeitung und eventuell eine Datenreduktion vorgenommen. Die weitere Verarbeitung und Darstellung dürfte in den kommenden Jahren noch in getrennten Geräten erfolgen, die aber bereits Schnittstellen zur Stationsleittechnik haben werden. In ferner Zukunft dürfte dann die Integration in die Stationsleittechnik erfolgen, ähnlich wie es heute bereits mit dem Schutz diskutiert wird. Welche Funktionen der Diagnostik dann vor-Ort verarbeitet und dargestellt werden, wird sicherlich wesentlich von der diagnostischen Aufgabe bestimmt. Auf jeden Fall wird das Ergebnis auch auf den höheren Ebenen abrufbar sein, und bestimmte Algorithmen werden erst dort bearbeitet werden.

In Bild 1 ist der prinzipielle Aufbau eines Diagnosesystems dargestellt. Das Monitoring-System bündelt und vorverarbeitet die Meßdaten. Der Anwender hat auf allen Ebenen einen direkten Zugriff, z. B. um Grenzwerte adaptiv einzustellen. Im Diagnosesystem kann ein Expertensystem integriert sein.

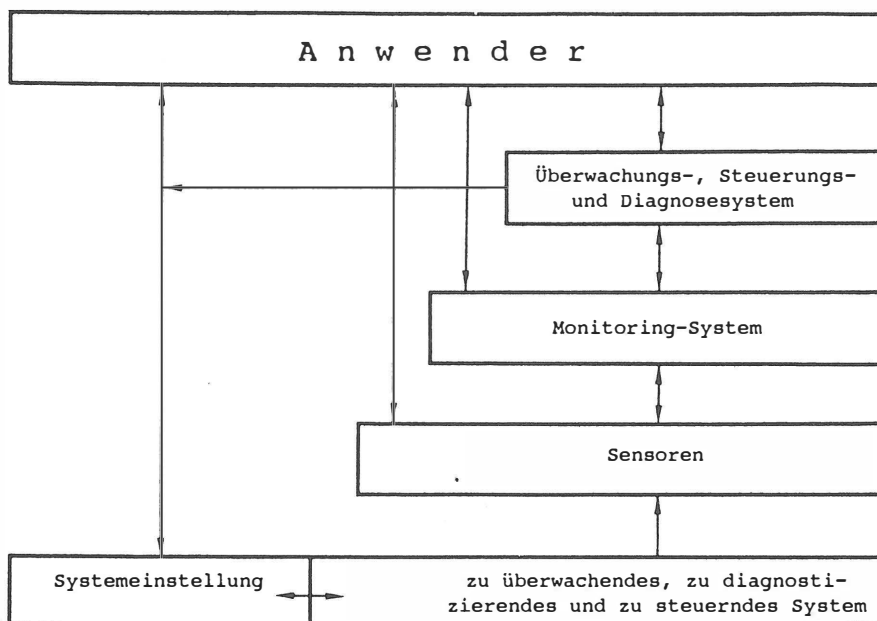


Bild 1:
Prinzipieller Aufbau eines
Diagnosesystems

3 Technische Ziele der Diagnostik

Das wesentliche technische Ziel einer Diagnostik muß es sein, den Isolationszustand eines Betriebsmittels während seiner Lebensdauer zu überwachen. Aus der kompletten Information sollte man Systeme und Betriebsmittel optimieren, Wartungsintervalle adaptiv festlegen und die Restlebensdauer abschätzen können. Heute werden die Isolierungen der Betriebsmittel auf der Grundlage der IEC Publ. 71, in der die Überspannungen in Bezug auf die Bemessungsspannungen festgelegt sind, entwickelt und dimensioniert. Für die Alterung während des Betriebs wird ein Sicherheitsfaktor, der auch andere Parameter abdeckt, auf die berechneten Überspannungen zugeschlagen. Momentan diskutiert man international eingehend die Reduktion der Stehspannungen, um die Produkte wirtschaftlicher und den tatsächlichen Gegebenheiten entsprechend dimensionieren zu können. Allgemeine pauschale Zuschläge, wie der Sicherheitszuschlag für die Alterung, sind unerwünscht. Eine bessere Kenntnis über die Alterung und darüber, welcher Parameter, der meßbar ist, das Alterungsverhalten richtig wiedergibt, sind Gegenstände intensiver Forschungsarbeiten [3]. Gelingt es, den entscheidenden Parameter mit entsprechender Empfindlichkeit zu messen, kann der Sicherheitsfaktor von heute oft 15% erheblich reduziert werden und trotzdem das gleiche Fehlerrisiko erreicht werden. Das Problem ist – und daran wird intensiv gearbeitet -: welcher Parameter ist meßbar und zeigt das gleiche Verhalten wie die Durchschlagspannung der Isolation, und welche Schwellenwerte sind zulässig bzw. kritisch. Auf diese Fragen gibt es keine einfachen Antworten, da in der Regel mehrere Einflußparameter die Lebensdauer beeinflussen.

Bild 2 gibt das prinzipielle Verhalten einer Isolation vereinfachend wieder. Im Quadrant I ist die Lebensdauer in Bezug auf die dimensionierende Stehspannung aufgetragen. Der Quadrant II zeigt die prinzipielle Abhängigkeit eines meßbaren Parameters q von der Spannung, und im Quadrant III ist der Parameter q in Abhängigkeit von der Zeit aufgetragen. Diese Abhängigkeit wird mit der Diagnostik gemessen und der zeitliche Verlauf sowie der

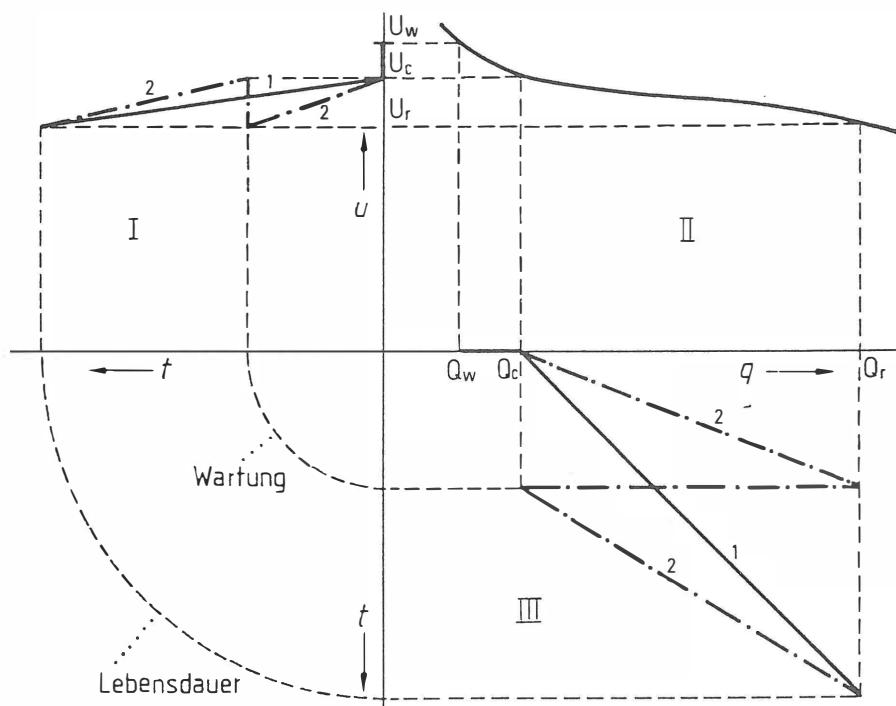


Bild 2:
 Prinzipielle Abhängigkeit
 zwischen Diagnostik, Lebens-
 dauer, Isolationskoordination
 und Wartungszeitpunkten

Schwellenwert Q_r müssen interpretiert werden. Wird der gestrichelte Verlauf [2] gemessen, muß zu einer wählbaren Zeit eine Wartung durchgeführt werden. Durch die Wartung sollte die Meßgröße q entsprechend reduziert werden, so daß dann wieder ein sicherer Betrieb weit unterhalb des Schwellenwertes möglich ist [3]. In der Praxis existieren dieser einfache Zusammenhang und die Abhängigkeit von nur einem Einflußparameter in der Regel leider nicht. Viele Einflüsse wirken gleichzeitig und erst ab bestimmten Schwellen oder bei bestimmten zusätzlichen Einflüssen festigkeitsmindernd. Beispielsweise nimmt die Festigkeit eines Öl/Papier-Dielektrikums ab einer bestimmten Temperatur ab, während es darunter keine Alterung aufweist. Bei SF_6 -Anlagen stellt sich die Frage, inwieweit eine auftretende Teilentladung (TE) sofort zum Durchschlag führt oder über eine TE-Messung erfaßt werden kann.

4. Für eine Isolationsdiagnostik nutzbare Phänomene

Die Alterung von Isolationssystemen wird von Phänomenen begleitet, die physikalische Größen bzw. Eigenschaften des Isoliersystems verändern. Falls diese Größen bekannt, erfaßbar und bewertbar sind, kann man sie als Indikatoren für eine Diagnose verwenden. Die Alterung eines Isoliersystems ist ein komplexer physikalischer Vorgang. Verschiedene Parameter wirken gleichzeitig und machen die Beurteilung so schwierig. Die beiden wichtigsten meßbaren Größen zur Beurteilung einer Isolation sind das TE-Verhalten, das sich elektrisch, akustisch, chemisch oder optisch nachweisen läßt und das Impedanzverhalten, das sich über den Isolationswiderstand, die Kapazität, den Verlustwinkel oder die Übertragungsfunktion nachweisen läßt.

5 Beispiele zur Diagnose von Isoliersystemen

An Beispielen sollen Entwicklungstendenzen in der Diagnose aufgezeigt werden. Der Einfachheit halber wähle ich Beispiele, die an meinem Institut bearbeitet werden, um auch konkreter auf die Probleme eingehen zu können. Eine gute Zusammenstellung über die Diagnostik in allen Betriebsmitteln und den heutigen Stand der Technik in der Diagnose vermittelt [3], [13].

5.1 TE-Meßverfahren

Bei der on-line-TE-Messung, z. B. in gasisolierten Anlagen, sind besondere Probleme mit Störgrößen zu lösen, die eine empfindliche TE-Messung vor-Ort erschweren [5]. Während im geschirmten und gefilterten Hochspannungslabor eine TE-Messung mit einer Empfindlichkeit von < 2 pC an transportfähigen Baugrößen möglich ist und auch für notwendig erachtet wird, zeigt die herkömmliche TE-Messung vor-Ort während einer off-line Prüfung Umgebungsstörgrößen von etwa 20 pC bis 100 pC, je nach Aufbau, die eine empfindliche TE-Messung verhindern. Bei SF_6 -Anlagen bis 123 kV, die in einem vollkommen geschirmten Prüfkreis vor-Ort gemessen werden können, ist ein Umgebungsstörpegel von < 2 pC erreichbar [2]. Dieser Wert sollte damit auch bei Anlagen mit Kabelanschlüssen erreichbar sein. Interessant für die Diagnostik sind aber vor allem die Anlagen mit höheren Nennspannungen, die in der Regel über Freileitungen angeschlossen werden. Dann liegt der Störpegel bei den herkömmlichen TE-Meßgeräten über 5 pC, und eine empfindliche TE-Überwachung erscheint nicht möglich. Momentan wird weltweit intensiv an verschiedenen Verfahren der TE-Erfassung gearbeitet, wobei bisher keine einzelne Methode erfolgreich ist.

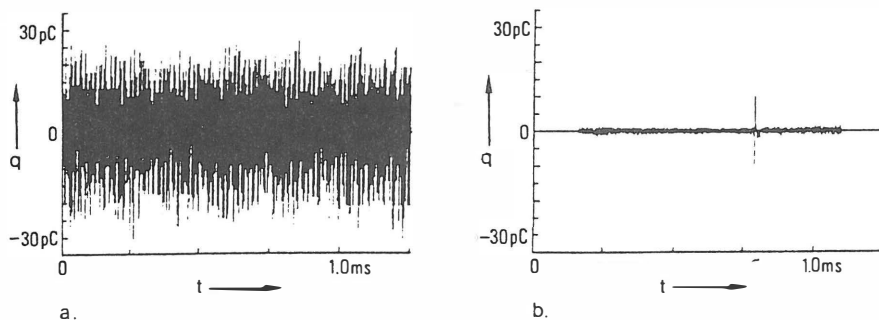


Bild 3:
Unterdrückung von sinusförmigen Störern nach dem FFT-Verfahren [5]
a. vor der Filterung
b. nach der Filterung

Folgende Methoden werden vor allem für den Einsatz während der off-line Diagnose untersucht [2]:

- elektrische TE-Messung
- konventionell (schmalbandig, breitbandig) mit Störunterdrückung [5]
- im VHF-Bereich (20 ... 200 MHz)
- im UHF-Bereich (~ GHz) [6]
- akustische TE-Messung [7]

Für die on-line-Diagnostik erscheinen die elektrischen TE-Meßverfahren besonders geeignet, wobei bei allen Verfahren aus heutiger Sicht die Empfindlichkeit noch nicht ausreichend ist. Um z. B. eine Koronastabilisierung, die an scharfkantigen Störstellen in einer GIS auftreten kann, vor-Ort erfassen zu können, ist eine Empfindlichkeit der TE-Meßmethode, die einer Messung von kleiner 2 pC bei der herkömmlichen TE-Messung entspricht, notwendig [16]. Vielversprechend für eine on-line-Diagnostik sind aus heutiger Sicht die konventionellen elektrischen Verfahren, kombiniert mit modernen Methoden der Störgrößen-erkennung und -unterdrückung. Als Sensoren können Abschirmelektroden verwendet werden. Die akustische TE-Messung und die UHF-Methode zeigen beide eine untere Empfindlichkeitsschwelle von > 5 pC, gemessen unter idealen Bedingungen im Labor [2]. Zusätzlich scheint eine quantitative Aussage bei der UHF-Methode bisher nicht möglich, da die gemessenen Signale sehr stark innerhalb der Anlage gedämpft werden und eine Kalibrierung damit erschwert wird. Bei der konventionellen breitbandigen Messung (50 kHz bis 500 kHz) konnte eine Störgrößenunterdrückung von 20 dB bei sinusförmigen Störern erreicht werden (Bild 3). Für impulsförmige Störer werden Verfahren entwickelt, diese Störgrößen zu erkennen und mit Hilfe von Korrelationen zu eliminieren [8].

Ein erstes diagnostisches Gerät für die Überwachung einer SF_6 -Anlage ist in Japan bei TEPCO seit 1990 [9] in Betrieb. Neben der Isolationsüberwachung sind weitere diagnostische Funktionen integriert. Die TE-Überwachung erfolgt über eingebaute Sensoren mit herkömmlicher TE-Meßtechnik. Eine Empfindlichkeit von 20 pC erscheint möglich und ist für die Ermittlung von beweglichen Störstellen ausreichend. Diese Störstellen sind sicherlich die Hauptursache für Betriebsunterbrechungen, die auf Isolationsüberschläge zurückzuführen sind [1]. Vigreux [10] berichtet im Namen von CIGRE WG 23-03, daß die Überwachung von GIS international zwar sehr viel diskutiert wird, wegen der fehlenden Kenntnisse aber praktisch keine konkreten Anwendungen realisiert sind.

Ebenso wie bei den SF_6 -Anlagen liefert auch die akustische und die konventionelle elektrische TE-Messung an Transformatoren im Betrieb wertvolle Informationen über das Isolationsystem. Als Sensor für die akustische TE-Messung werden Glasfaserstäbe, die die akustischen Signale gut übertragen, in das Öl eingebracht [14]. Die zu lösende Problematik liegt neben der Störunterdrückung und der Empfindlichkeit der Meßtechnik wiederum in der Interpretation der Ergebnisse. Von Vorteil wird hier sicherlich eine on-line-Überwa-

chung sein, da man damit Trends erfassen kann und nicht nur eine einzige quantitative Messung beurteilen muß. Die konventionelle TE-Meßtechnik mit Störunterdrückung wurde bei einer Teilentladungs-Kontrollmessung an einem Ölpapierisolierten 110 kV-Stromwandler im Betrieb angewendet. Die Auskopplung der TE-Signale erfolgte durch einen Abgriff über dem Erdungsband. Die sinusförmigen Störer konnten bei dieser Messung in der Schaltanlage um den Faktor 4 reduziert werden. Impulsförmige Störer von bis zu 2 mV konnten eindeutig erkannt und eliminiert werden. Der Umgebungsstörpegel bei dieser Messung betrug nach allen Reduktionsmaßnahmen noch etwa 0,2 mV. Da die Messungen an dem Wandler während des Betriebs der Schaltanlage vorgenommen wurden, konnte keine Kalibrierung in pC durchgeführt werden. Die online TE-Überwachung von Wandlern dürfte an den Kosten scheitern. Eine regelmäßige Kontrolle im Betrieb nach obiger Art ohne Abschaltung erscheint möglich, ist aber sehr personalintensiv. Denkbar erscheint eine komplette TE-Überwachung einer Freiluftschaltanlage. Alle Sensoren an den verschiedenen Betriebsmitteln sind fest installiert und werden regelmäßig von Überwachungs- und Diagnosegeräten angesteuert. Damit würden die Kosten des Diagnosegerätes auf die gesamte Schaltanlage verteilt, die Kosten für die Sensoren und die Verkabelung sind vergleichsweise gering. Auch die im folgenden beschriebenen Verfahren können zumindest mit dem gleichen Überwachungs- und Diagnosegerät arbeiten.

5.2 Impedanzmeßverfahren

Verlustfaktor und Kapazitätsmessungen sind geeignet, um das Alterungsverhalten von Isoliersystemen mit geschichteten oder gewickelten Dielektrika, wie z. B. bei Durchführungen angewandt, zu untersuchen. In der Regel werden die Untersuchungen heute noch off-line durchgeführt [3]. Wenn der Verlustfaktor oder die Kapazität plötzlich einen starken Anstieg aufweisen, deutet sich ein beginnender Schädigungsprozeß an, und bei einem bestimmten Grenzwert wird man das Produkt austauschen. Für die Festlegung des Grenzwertes benötigt man sehr viel Erfahrung und Wissen. Auch die Messung des Ableitstromes bzw. des Isolationswiderstandes wird heute oft off-line durchgeführt. Die Messung ist geeignet, eine Verschmutzung und/oder Befeuchtung an der Oberfläche oder im Innern einer Isolierung festzustellen. Ausgeführt wird diese Methode bei der Messung des Isolationswiderstandes von elektrischen Maschinen, bei der Ableitstrommessung an fremdschichtbelasteten Isolationen [13] oder bei der Messung des Stromes durch einen Überspannungsableiter. Mit dem Verfahren der Auswertung der Übertragungsfunktion eines Betriebsmittels im Frequenzbereich könnte ein völlig neues Verfahren zur Anwendung kommen, das für die online- Isolationsdiagnostik einiges verspricht [15]. Das Verfahren der Übertragungsfunktion, das bereits erfolgreich im Prüffeld für die Diagnose einer Stoßspannungsprüfung eingesetzt wird, ist theoretisch in der Lage, bei jedem Schaltvorgang im Netz durch die Messung

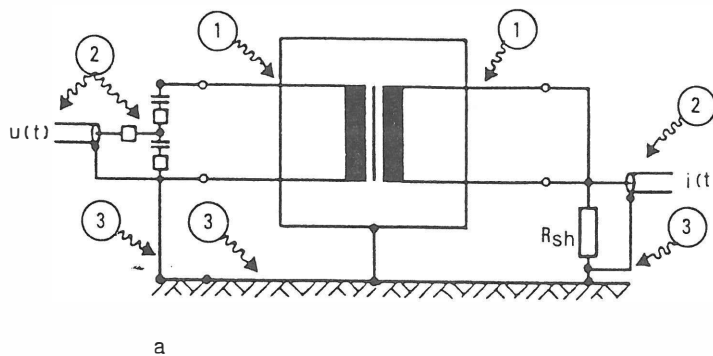
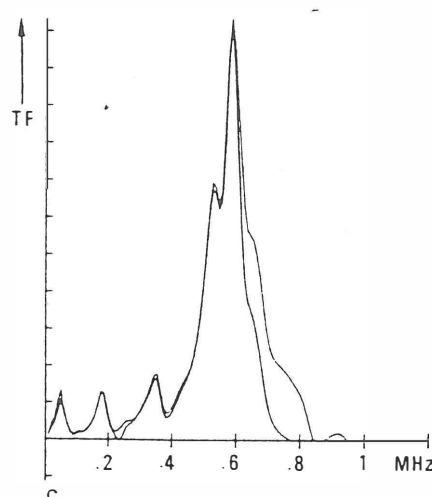
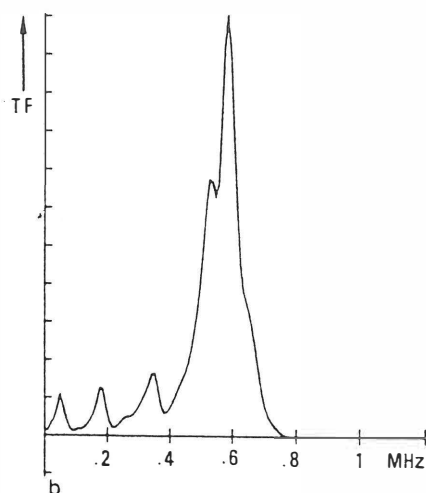


Bild 4:

Übertragungsfunktion am Beispiel eines Einphasentransformators

- a. Prinzipielles Schaltbild mit angedeuteten Einkopplungen während einer Stoßspannungsprüfung
- b. Vergleich der Übertragungsfunktion zweier 100%-Blitzstoßspannungen
- c. Vergleich der Übertragungsfunktion einer 100%-Blitzstoßspannung und einer 100%-abgeschnittenen Blitzstoßspannung



eines Stromes und der Spannung am Eingang einen «Fingerprint» des Betriebsmittels zu liefern. Wicklungsdurchschläge, Verschiebungen der Wicklungen und Teilentladungen in den Wicklungen sollen in der Übertragungsfunktion eines Transformators erkennbar sein [12]. Dies ist heute noch Theorie, aber mit empfindlicheren Sensoren und weiterverbesserten informationstechnischen Hilfsmitteln wird diese Art der Überwachung von Betriebsmitteln denkbar (Bild 4).

In Bild 4a ist das Prinzip der «Übertragungsfunktion» für eine Analyse der Stoßspannungsprüfung im Prüffeld dargestellt. Die praktischen Schwierigkeiten ergeben sich aus der Digitalisierung der gemessenen Signale, der Signalverarbeitung und den eingekoppelten Störsignalen. In Bild 4b ist die Transadmittanz als Funktion der Frequenz ($TF = I(\omega)/U(\omega)$) bei einer Anregung mit einer vollen (Bild 4b) und einer abgeschnittenen (Bild 4c) Blitzstoßspannung aufgetragen. Man erkennt die gute Übereinstimmung der Übertragungsfunktion zweier Blitzstoßspannungen, während der Vergleich einer vollen mit einer abgeschnittenen Blitzstoßspannung (Bild 4c) keine so gute Übereinstimmung zeigt. Theoretisch sollte auch in diesem Fall eine Übereinstimmung gegeben sein, vor allem aber die Einkopplung von Störgrößen führt zu diesen Abweichungen, die durch geeignete Maßnahmen, die zu entwickeln sind, reduzierbar sind. Wird dieses Verfahren auf die online-Diagnose von Betriebsmitteln im Netz angewandt, sind noch einige Probleme zu lösen. Neben der Störproblematik, die bei Messungen im Netz bekanntermaßen zunimmt, ist dabei auch die Frage zu klären: welche anregenden Funktionen sind für die eindeutige Fehlererkennung ausreichend, und treten diese Funktionen im täglichen Betrieb auf! Um die Brauchbarkeit der Methode für die online-Überwachung von Betriebsmitteln zu überprüfen, wurden bei einer Trennerschaltung in einer Freiluftschaltanlage die Spannungen am Kopf eines Spannungswandlers mit einem Feldsensor und der Strom gegen Erde mit einer Rogowski-Spule aufgezeichnet. Die berechnete Übertragungsfunktion ist in Bild 5 zu sehen. Man erkennt Signalanteile bis zu einigen 100 kHz, so daß dieses Verfahren sehr vielversprechend für eine online-Diagnose von Betriebsmitteln sein kann, da in jeder Schaltanlage regelmäßig Schalthandlungen vorgenommen werden, die dann die Anregungsfunktionen liefern.

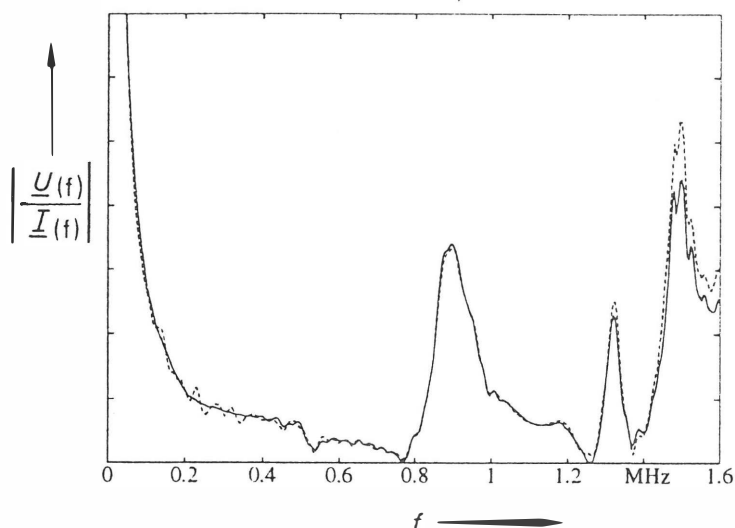


Bild 5:
Beträge der Übertragungsfunktion eines Spannungswandlers aus zwei nacheinander durchgeführten Messungen bei Trennerschaltungen in einer Freiluftschaltanlage

5.3 Temperaturmeßverfahren

Das Isolationssystem von Transformatoren und Wandlern wird heute noch wesentlich von der Öl-/Papier-Isolation bestimmt. Die diagnostischen Verfahren können deshalb auch auf die charakteristischen Eigenschaften dieses Dielektrikums abgestimmt werden. Ein wichtiger Parameter für die Lebensdauer eines Öl-/Papier- Dielektrikums ist die Temperatur. Besonders interessant, zugleich aber auch sehr schwierig, ist die Bestimmung der maximalen Temperatur während des Betriebs, der sogenannten Heißpunkttemperatur. Eine Erhöhung der Heißpunkttemperatur über 98° C um 6° C reduziert z. B. die Lebensdauer des Öl-/Papier- Dielektrikums und damit des Transformators auf die Hälfte [4]. Dieser starke Einfluß der Temperatur auf die Lebensdauer des Transformators hat beispielsweise dazu geführt, daß momentan faseroptische Temperaturfühler in die Wicklungen eingebracht werden, um im Betrieb die Temperatur überwachen zu können [4]. Grundlage dieses Verfahrens ist das temperaturabhängige Fluoreszenzverhalten optisch angeregter Phosphore. Die Glasfaser stellt lediglich das Übertragungsmedium für die potentialfreie optische Anregung sowie für das Fluoreszenzsignal dar. Das Meßprinzip wird durch Bild 6 deutlich.

Nach der impulsförmigen Anregung des Phosphors klingt das Lumineszenzsignal exponentiell ab. Zu einem bestimmten Zeitpunkt wird die Signalhöhe s_1 gemessen und zu einem späteren Zeitpunkt $t_1 + \tau$ die auf s_1/e abgefallene Signalhöhe registriert. Jeder so gemessenen Zerfallszeit τ ist eindeutig eine bestimmte Temperatur zuzuordnen, z. B. liegt die Zerfallszeit von Magnesium-Fluorogermanat-Phosphor bei Temperaturen zwischen -200° C und +400° C bei 5,5 ms bis 0,5 ms.

Die absolute Genauigkeit wird um den Kalibrierpunkt (± 50 K) mit etwa $\pm 0,5$ K angegeben. Da die Messung des im allgemeinen unbekannten Heißpunktes aber außerordentlich schwierig ist, versucht man, auch über eine thermische Modellbildung des Transformators aus meßbaren Größen mit Hilfe des Modells den Heißpunkt zu berechnen. Dies hat auch den Vorteil, daß man den Einfluß des Betriebszustandes und kommender Belastungen rechnerisch im voraus kontrollieren und die notwendigen Konsequenzen für den Betrieb ableiten kann [11]. Besondere Schwierigkeiten ergeben sich bei der Ermittlung der Parameter für das thermische Modell des Transformators. Regelungstechnische Verfahren wie theoretische bzw. experimentelle Parameterschätz- und Identifikationsverfahren werden auf ihre Anwendbarkeit hin überprüft. Ein erstes System für die online-Überwachung des ther-

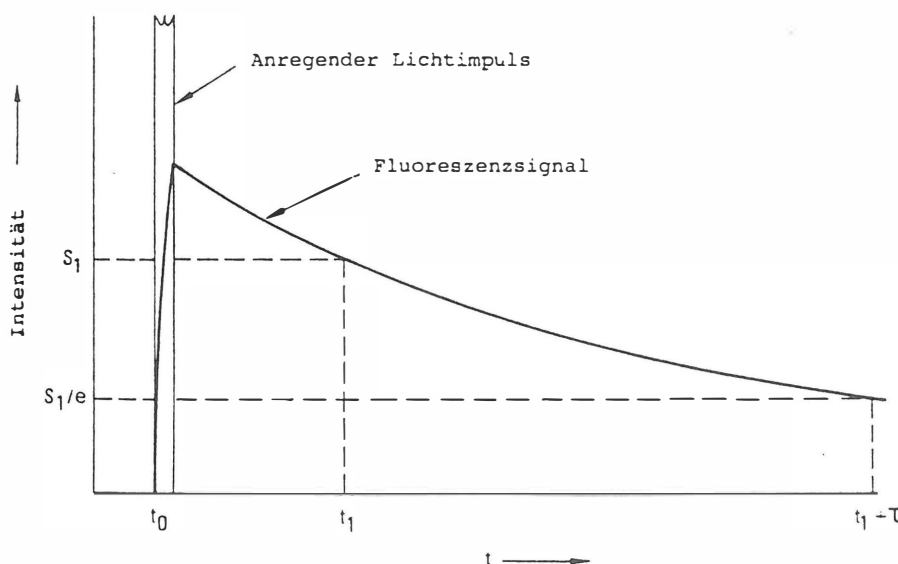


Bild 6:
Faseroptische Temperatur-
messung auf der Basis der
Lumineszenzabklingzeit

· mischen Zustandes eines Transformators im Betrieb wurde im Dezember 1991 installiert. Zu einem späteren Zeitpunkt kann dieses System in die Leittechnik des Umspannwerkes integriert werden [11]. Die Ergebnisse zeigen, daß mit der thermischen Überwachung des Transformators auch die Funktionsweise der Lüfter kontrollierbar und steuerbar ist.

5.4 Chemische Analyseverfahren

Unter den chemischen Analyseverfahren seien die Gasanalyse, die Gas-in-Öl-Analyse und die Flüssigkeitsanalyse erwähnt [13]. Gasanalysen werden an Betriebsmitteln, die mit einem Isoliertgas gefüllt sind oder bei denen sich Gase als Abbauprodukte bilden, z. B. in Öl, durchgeführt. Bei ölgefüllten Geräten lassen sich insbesondere die in Öl schwer löslichen Gase wie Wasserstoff (H_2), Methan (CH_4) und Kohlenstoffmonoxid (CO) nachweisen. In GIS kommt es unter dem Einfluß von Lichtbögen oder Teilentladungen zu Zersetzungsprodukten wie z. B. SF_4 . Die Zersetzungsprodukte können mit Hilfe von Sensoren online oder mit Hilfe von Gaschromatographen offline ermittelt werden. Mit der Gas-in-Öl-Analyse können neben Teilentladungen auch lokale Überhitzungen und Zelluloseabbau nachgewiesen werden. Die Interpretation der Meßergebnisse ist immer noch sehr schwierig und benötigt sehr viel «Erfahrung». Bei der Flüssigkeitsanalyse wird der Furan Gehalt einer Ölpapier-Isolation bewertet. Furane stellen typische Abbauprodukte der Papierzellulose dar, die in Isolieröl gelöst sind. Die Bestimmung erfolgt off-line mittels Hochdruckflüssigkeits-Chromatographie [13].

6. Ausblick

Wesentliche Fortschritte bei der Beurteilung von Meßergebnissen aus Teilentladungsmessungen oder Berechnungen der Übertragungsfunktion werden die informationstechnischen Möglichkeiten, die sich heute bereits abzeichnen, bieten. Expertensysteme, fuzzy logic und neuronale Netze werden gerade bei der Aufbereitung und Beurteilung der Ergebnisse wichtige Dienste leisten. Für Sicherheit, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit eines Systems sind in der Diagnose folgende Punkte von Bedeutung:

- Frühzeitiges Erkennen von Anomalien im Isolationssystem
- Richtiges Erkennen des Isolationszustandes bei Störungen
- Schnelles und gezieltes Durchführen von Gegenmaßnahmen.

7 Literatur

- [1] WG 33/23-12: Status report on the Insulation Coordination of GIS: pending questions on the influence of Onsite test procedure and dielectric diagnostic technique. CIGRE-Paris 1992, Paper No 33-
- [2] WG 5-03: Diagnostic Methods for GIS Insulating Systems. CIGRE-Paris 1992, Paper No 15-
- [3] WG 33/15-08: Dielectric Diagnosis of Electrical Equipment of AC Applications and its Effect on Insulation Coordination. CIGRE-Paris 1990.
- [4] Joint Colloquium of SC 12 and SC 15: Current Problems in Insulating Systems Including Assessment of Ageing and Degradation. Electra No 133, 1990, S 34-71.
- [5] G. König, U. Köpf, K. Feser: Methods to Improve On Site Partial Discharge Measuring Instruments. 7. ISH, No 70.02, Dresden. 1991.
- [6] Hampton B.F., Irwin T., Lightle D.: Diagnostic Measurements at Ultra High Frequency in GIS. CIGRE Report No 15/33-01, Paris, 1990.
- [7] L.E. Lundgaard, G. Tangen, B. Skyberry, K. Fangsterd: Acoustic Diagnoses of GIS: Field Experience and Development of Expert Systems. IEEE, Transmission on Power Delivery, Vol. 7, No 1, 1992, S. 287-294.
- [8] U. Köpf, K. Feser: Possibilities to Improve the Sensibility of PD Measuring Instruments by Using Digital Filters. Int. Symposium on Digital Technique in HV Measurements. Toronto, Canada, Oct. 28-30, 1991.
- [9] T. Ishii, M. Hanamura: Application of AI Technology to Diagnostic System for GIS. IERE Workshop on GIS, Toronto, Oct. 1-4, 1990, Session 8 - Page 8-17 bis 19.
- [10] J. Vigreux: Application of Condition Monitoring Techniques in GIS. Electra No 134, 1991, S. 48-59.
- [11] B. Feuchter, K. Feser: On-line-Diagnose des thermischen Betriebszustandes von Öltransformatoren. ETG-Fachtagung «Isolierte Systeme der elektrischen Energietechnik», Würzburg, 1992, Beitrag 2-4.
- [12] T. Leibfried, K. Feser, G. Hengge: Diagnose des Isolationszustandes von Transformatoren mit Hilfe der Transferfunktion. ETG-Fachtagung «Isolierte Systeme der elektrischen Energietechnik», Würzburg, 1992, Beitrag 2-1.
- [13] F. Flottmeyer, A. Möllmann, C. Neumann: Diagnostik für Isolierte Systeme der elektrischen Energietechnik: Grundlagen und Stand der Technik. Vortrag bei der ETG-Fachtagung «Isolierte Systeme der elektrischen Energietechnik - Lebensdauer, Diagnostik und Entwicklungstendenzen». Würzburg, 1992.
- [14] R.H. Langan, J.E. Triner, H.R. Moore: Advanced transformer performance analysis for the 90's. IEEE/PES, Transmission and Distribution Conference, September 22-27, 1991, Dallas, USA.
- [15] K. Feser: Diagnostik für Isolierte Systeme der elektrischen Energietechnik: Entwicklungstendenzen. Beitrag zur ETG-Fachtagung «Isolierte Systeme der elektrischen Energietechnik», Mai 1992, Würzburg.
- [16] H.-D. Schlemper, R. Kurrer, K. Feser: Sensitivity of On-Site Partial Discharge Detektion in GIS. 8. ISH, Yokohama, Japan, August 1993, Paper No 823.