

Dielektrische Prüfung und Überwachung von Betriebsmitteln vor Ort

C. Neumann, RWE Energie Essen

1. Einleitung

Schaltanlagen und Schaltgeräte müssen einen hohen Grad an Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit besitzen, um eine zuverlässige Stromversorgung sicherzustellen. Bereits die grundsätzliche Auslegung eines Betriebsmittels kann wesentlich zu einem zuverlässigen Betriebsverhalten beitragen. Doch Unregelmäßigkeiten im Laufe der Fertigung, der Montage- und Inbetriebsetzung sind nie ganz auszuschließen. Darüber hinaus ist während des laufenden Betriebes mit Schwachstellen und Defekten durch betriebliche Beanspruchungen und mit gewissen Alterungsprozessen zu rechnen. All dies beeinträchtigt die Zuverlässigkeit.

Unregelmäßigkeiten, Schwachstellen, Defekte und Alterungsphänomene müssen daher rechtzeitig erkannt und beseitigt werden. Dies ist durch dielektrische Prüfungen vor Ort und die Anwendung verschiedenartiger Diagnosemethoden möglich. Beide können somit dazu beitragen, daß Ziel einer hohen Verfügbarkeit mit vernünftigem wirtschaftlichem Aufwand zu erreichen /1,2,3/.

Im folgenden sollen einige Aspekte der dielektrischen Vorortprüfung und Diagnose erörtert werden. Die allseitigen Bemühungen, die Aufwendungen für Beschaffung und Instandhaltung zu reduzieren und die Zuverlässigkeit weiter zu verbessern, haben zu einem wachsenden Interesse an dieser Thematik geführt.

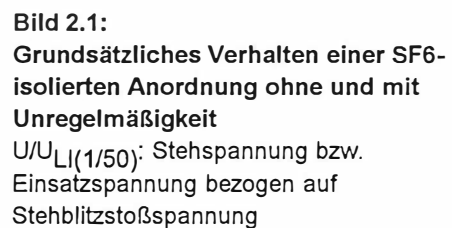
2. Isoliersystem elektrischer Betriebsmittel

Die Isolieranordnungen der meisten elektrischen Betriebsmittel lassen sich in drei Bereiche unterteilen, in die reine Gas- oder Flüssigkeitsisolierung, die reine Feststoffisolierung und die gemischte Isolierung aus Gas bzw. Flüssigkeit und Feststoff mit den entsprechenden Grenzflächen. Bei der grundsätzlichen dielektrischen Auslegung der Anlagen und Geräte ist das unterschiedliche Verhalten der drei verschiedenen Bereiche zu bedenken.

In der Praxis muß immer mit gewissen Unregelmäßigkeiten in den Isoliersystemen von Betriebsmitteln gerechnet werden. Inwieweit diese das Betriebsverhalten beeinträchtigen, hängt ab vom Isoliersystem, von der Art der Unregelmäßigkeit, ihrer Größe und der dadurch hervorgerufenen örtlichen Feldstörung. In luftisolierten Systemen mit sehr inhomogener Feldverteilung haben Unregelmäßigkeiten nur geringen Einfluß. Hochbeanspruchte Systeme mit nahezu homogener oder schwach inhomogener Feldverteilung jedoch werden durch Unregelmäßigkeiten wesentlich stärker in ihrer elektrischen Festigkeit beeinflusst.

Als Beispiel soll das grundsätzliche Verhalten einer SF₆-isolierten Anordnung ohne und mit Unregelmäßigkeiten angeführt werden (Bild 2.1).

In der ungestörten Anordnung ist die deutliche höhere Festigkeit bei schnellen und sehr schnellen Vorgängen zu erkennen. Durch die Unregelmäßigkeit kann eine mehr oder weniger deutliche Verringerung der Festigkeit auftreten. Bei langsameren Vorgängen und bei 50-Hz-Wechselspannung kann die Festigkeit durch Koronastabilisierung wieder leicht ansteigen. Unter dem Gesichtspunkt der Diagnostik ist auch der Streamereinsatz von Interesse, denn er gibt Auskunft, inwieweit die Unregelmäßigkeit mit Hilfe der Teilentladungsmessung erfaßt werden kann /4/.



Chemische Phänomene

Die in der TE-Stelle freigesetzte Energie verursacht eine chemische Zersetzung des Isoliermediums, wobei vorwiegend gasförmige Produkte entstehen. Der Gasgehalt kann mit Hilfe der Gaschromatographie oder mit chemischen Analyse-Röhrchen bestimmt werden.

Optische Phänomene

Die an der TE-Stelle produzierte Lichtemission wird mit Hilfe von optischen Sensoren erfaßt. Als Sensoren kommen Fotomultiplier, fotoempfindliche Platten oder Fotodioden zur Anwendung.

Die dargestellten Phänomene lassen sich für verschiedenartige Vorortprüf- und Diagnoseverfahren nutzen. Dabei sind grundsätzlich elektrische und nichtelektrische Verfahren zu unterscheiden.

4. Elektrische Diagnoseverfahren; Teilentladungsmessung

Die einfachste Form der elektrischen Diagnoseverfahren ist die Hochspannungsprüfung. Derartige Prüfungen werden als sog. Routineprüfung im Zuge der Fertigung durchgeführt. SF₆-isolierte Anlagen werden darüber hinaus nach Errichtung vor Ort einer solchen Hochspannungsprüfung unterzogen. Solche Prüfungen erlauben jedoch nur eine Ja-Nein-Entscheidung. Mit einer begleitenden Teilentladungs-(TE-)Messung läßt sich hier eine wesentlich bessere Aussagekraft erreichen. Dazu ist allerdings auch eine ausreichende Meßempfindlichkeit erforderlich.

4.1 Konventionelle TE-Messung

Für die konventionelle Teilentladungsmessung wird meist der Meßkreis nach Bild 4.1.1 benutzt [5]. Als Meßgröße steht die scheinbare Ladung q_a an den Klemmen des Meßobjektes zur Verfügung. Die Meßempfindlichkeit des Kreises, d. h. die kleinste meßbare TE-Stärke, hängt von den Übertragungseigenschaften und vom Grundstörpegel beeinflusst durch elektromagnetische Störungen der Umgebung ab.

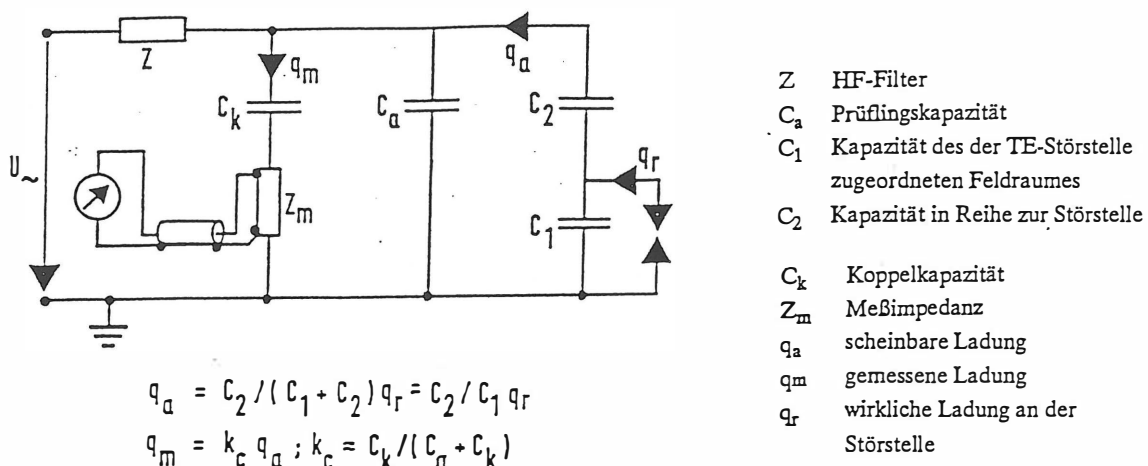


Bild 4.1.1: TE-Meßkreis für konventionelle TE-Messung

Die Übertragungseigenschaften werden durch Kalibrierung der vollständigen Meßanordnung ermittelt und durch den Faktor k_c berücksichtigt, der das Verhältnis zwischen scheinbarer Ladung q_a und gemessener Ladung q_m angibt.

Das Ersatzschaltbild gem. Bild 4.1.1 ist jedoch nur gültig, solange das zu prüfende Betriebsmittel als konzentrierte Kapazität betrachtet werden kann. Insbesondere bei ausgedehnten Prüfobjekten, wie Transformatoren, Kabeln und SF₆-Anlagen ist dies nicht mehr zulässig. Das Übertragungsverhalten wird dann frequenz- und ortsabhängig [6,7]. Am Beispiel einer SF₆-Anlage soll diese Frequenz- und Ortsabhängigkeit erläutert werden.

Frequenzabhängigkeit:

Bild 4.1.2 zeigt hierzu den Übertragungsfaktor k_c in Abhängigkeit der Frequenz für drei verschiedene Anlagenkonfigurationen. Bis zu Frequenzen von 1 MHz ist der Übertragungsfaktor konstant, darüber hinaus sind deutliche Resonanzerscheinungen zu erkennen.

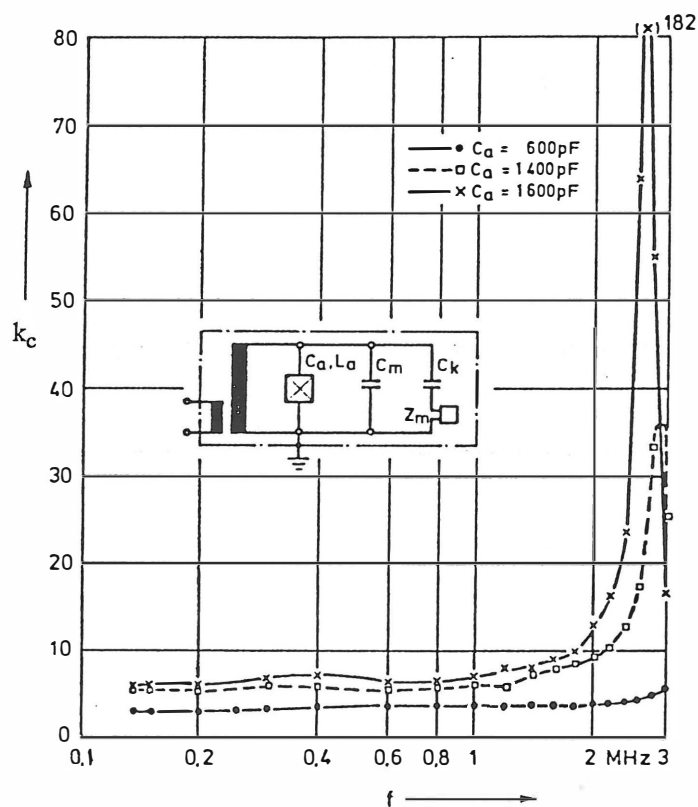


Bild 4.1.2:
Frequenzabhängigkeit des
Übertragungsfaktors k_c

Ortsabhängigkeit:

Bild 4.1.3 zeigt das Übertragungsverhalten für sechs verschiedene künstliche Störstellen. Man erkennt, daß bis zu einer Frequenz von rd. 1,0 MHz das Übertragungsverhalten unabhängig von der Einspeisestelle ist. Darüber hinaus ist ein deutlicher Einfluß festzustellen. Je nach Einspeisestelle kann es zu einer Impulsabschwächung oder auch zu einer Impulsverstärkung kommen.

Als Schlußfolgerung läßt sich feststellen, TE-Messungen an SF₆-Anlagen im konventionellen Meßkreis sollten bei Frequenzen unterhalb von 1 MHz durchgeführt werden. In diesem Frequenzbereich ist die Frequenz- und Ortsabhängigkeit des Übertragungsverhaltens noch nicht wirksam.

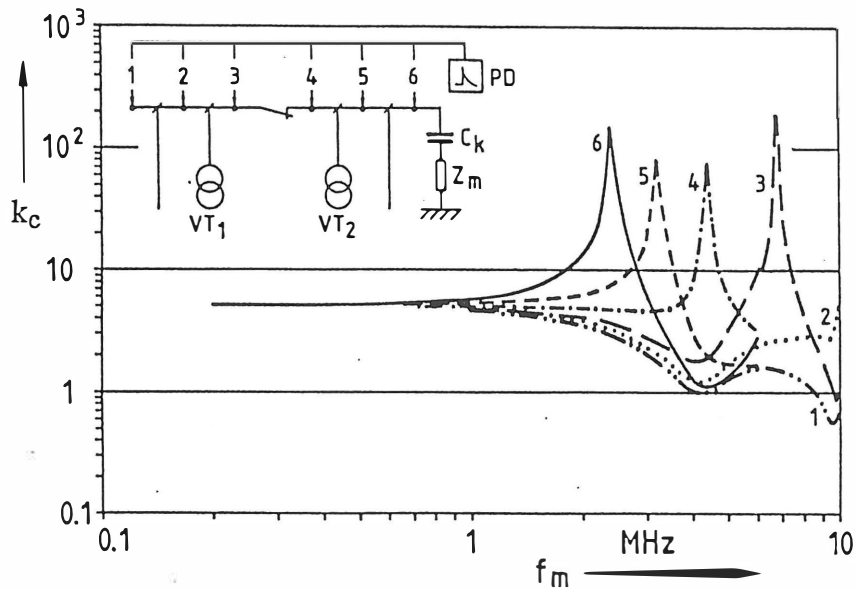


Bild 4.1.3: Ortsabhängigkeit des Übertragungsfaktors k_c

Der Grundstörpegel ist von besonderem Interesse bei der Messung außerhalb von geschirmten Räumen, in Fabrikationsanlagen oder vor Ort. Um in diesen Fällen die Meßempfindlichkeit zu steigern, können verschiedene elektronische Verfahren oder Methoden der digitalen Signalverarbeitung angewendet werden, die eine Unterscheidung und Trennung von TE-Impulsen und Störimpulsen ermöglichen /8,9/.

Darüber hinaus können auch gewisse schirmtechnische Maßnahmen ergriffen werden, indem metallische Gehäuse oder Kapselungen zur Schirmung benutzt werden. So hat sich bei der TE-Messung von GIS-Anlagen die sog. vollständig geschirmte Meßanordnung bewährt, bei der sämtliche Elemente des Prüfkreises, wie Hochspannungserzeuger und Koppelkondensator, mit in die Kapselung einbezogen werden /6/. In diesem Fall wird also die metallische Umhüllung bzw. Kapselung der Schaltanlage zur HF-Schirmung benutzt.

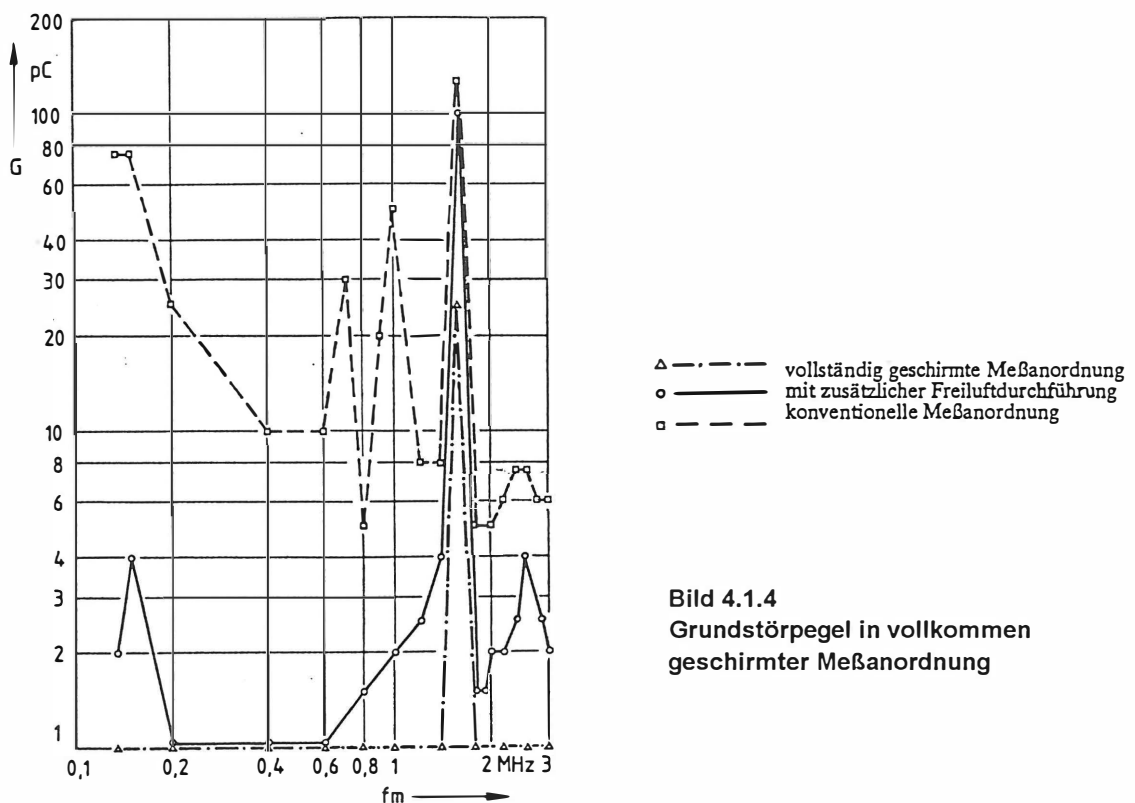


Bild 4.1.4
Grundstörpegel in vollkommen geschirmter Meßanordnung

Als Beispiel ist in Bild 4.1.4 der Grundstörpegel G in einer vollkommen geschirmten Meßanordnung und in der ungeschirmten konventionellen Meßanordnung, aufgenommen an einer 5feldrigen 123-kV-Anlage (Kapselungsmaterial Aluminium), dargestellt. Durch die Schirmwirkung der metallischen Kapselung werden Werte im Bereich von 1 pC erzielt. Nur bei 1,6 MHz reicht die Schirmdämpfung für einen in der Nähe liegenden starken Rundfunksender nicht aus. Darüber hinaus zeigt Bild 4.1.4 den Einfluß einer aus der Kapselung herausragenden Freiluftdurchführung. Sie reduziert die Schirmwirkung um etwa 10 dB.

Ein Vergleich mit dem Grundstörpegel, aufgenommen in der ungeschirmten konventionellen Meßanordnung, zeigt, daß durch Ausnutzung der Schirmwirkung der Kapselung die Meßempfindlichkeit erheblich gesteigert werden kann.

4.2 VHF- bzw. UHF-Methode

Für die Vorortprüfung und Diagnose von SF₆-Anlagen sind die VHF- und UHF-Methode von Interesse, auch unter dem Gesichtspunkt einer möglichst hohen Meßempfindlichkeit und dem Einfluß äußerer Störer /10,11/.

Die VHF- und UHF-Methode erfassen die durch die TE-Impulse angeregten Signale mit geeigneten Sensoren, die auf dem Prinzip eines kapazitiven Teilers beruhen. Bild 4.2.1 zeigt einen Meßkreis zur Erfassung von TE-Impulsen mit Hilfe der VHF-Methode. Die mit einer TE-Sonde aus der SF₆-Anlage ausgekoppelten Signale laufen über einen Hochpaßfilter, werden breitbandig verstärkt und mit einem Oszilloskop aufgezeichnet oder über eine Signalanpaßeinheit einem konventionellen TE-Meßgerät zugeführt. Durch die Transfercharakteristik der Sonde läßt sich eine Störunterdrückung von äußeren Störern, insbesondere äußeren Entladungen, erreichen /10/.

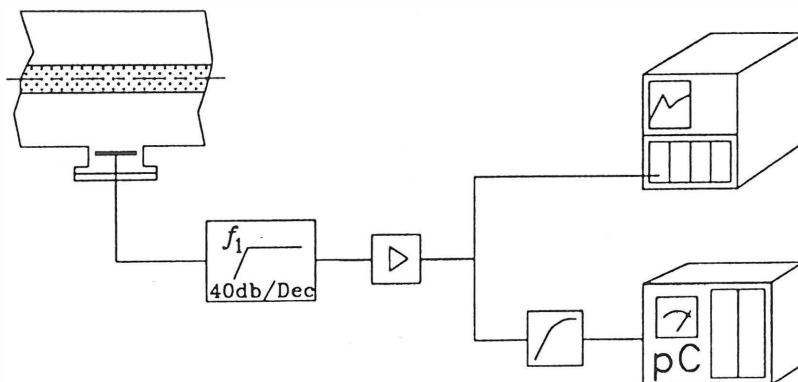


Bild 4.2.1: TE-Messung mit VHF-Methode

Eine typische Entladung im stark inhomogenen Feld mit atmosphärischer Luft als Dielektrikum weist ein Amplitudendichtespektrum gemäß Bild 4.2.2 auf. Die TE-Sonde besitzt ein Amplitudendichtespektrum mit max. Empfindlichkeit bei 200 MHz. Der Schnittpunkt liegt bei einer Amplitudendämpfung von 15 dB. Durch ein zusätzliches Hochpaßfilter läßt sich die Hochpaßfilterflanke der TE-Sonde noch versteilern, so daß der Störer um mindestens 20 dB gedämpft wird. Ein äußerer Störer von 20 pC wird somit nur mit 2 pC bewertet.

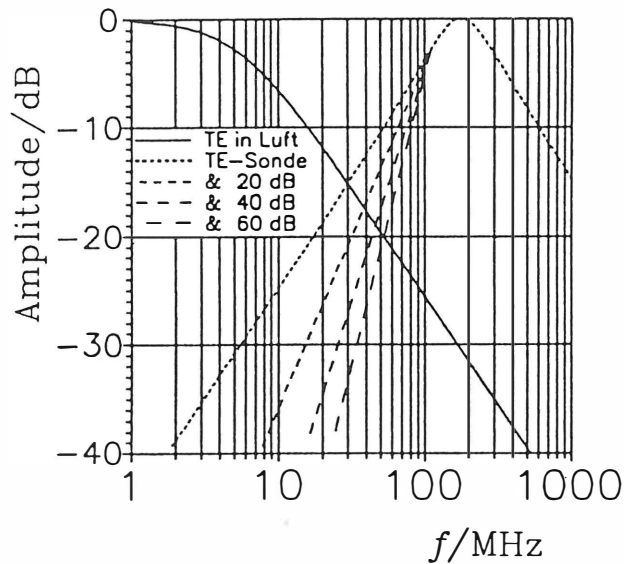


Bild: 4.2.2
Störunterdrückung bei VHF-Methode

Normiertes Amplitudendichtespektrum

Die UHF-Methode benutzt zur Auswertung des Meßsignals einen Spectrum-Analyzer. Wegen der Dämpfung an den Verzweigungsstellen der Rohrleiter, aber auch wegen der Dämpfung der Rohrleiter selbst, sind meist mehrere Sonden in einem Schaltfeld zu installieren (Bild 4.2.3).

Im allgemeinen nimmt die Beeinflussung des Meßsignals durch äußere Störer im Frequenzbereich > 300 MHz ab, dennoch sollte zur Identifizierung der Störer eine Leermessung im spannungslosen Zustand durchgeführt werden. Bild 4.2.4 zeigt das Ergebnis einer solchen Leermessung an einem 420-kV-SF₆-Schaltfeld. Man erkennt bei Sonde 1, die in der Nähe der Freiluft/SF₆-Durchführung installiert ist, eine Vielzahl von Störern im Frequenzbereich bis ca. 900 MHz. Eine ausreichend empfindliche Messung ist im vorliegenden Fall erst oberhalb von 1000 MHz möglich. Bei Sonde 2 treten einige Störer im Frequenzbereich bis 300 MHz und zwei weitere diskrete Störer bei ca. 450 und 800 MHz auf.

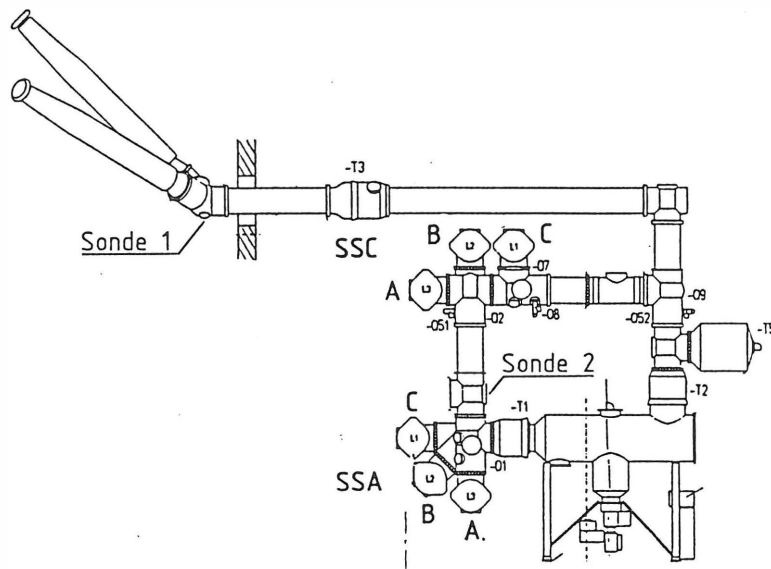


Bild 4.2.3: UHF-Sonden in 420-kV-SF₆-Schaltfeld

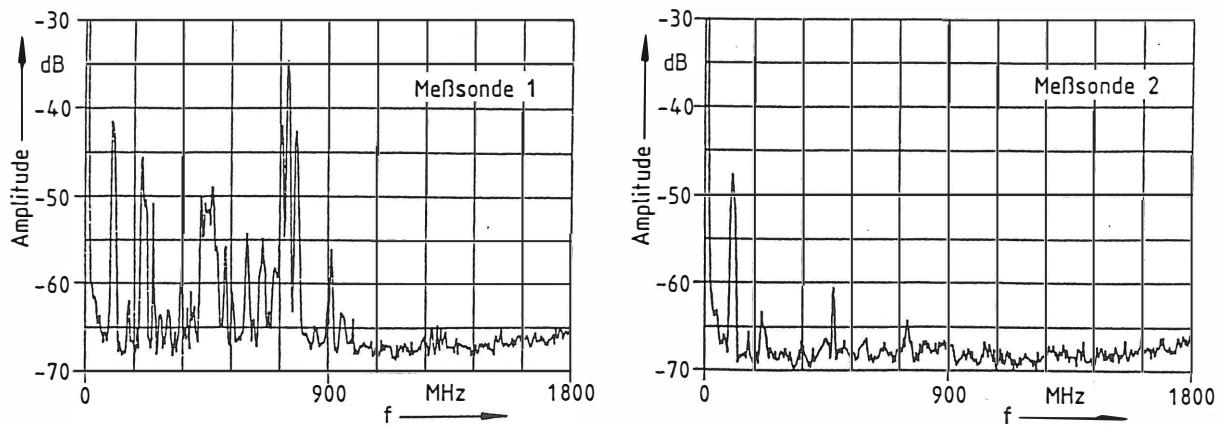


Bild 4.2.4: Leermessung mit UHF-Methode an einer 420-kV-SF₆-Anlage

Im Bild 4.2.5 ist das mit einer solchen UHF-TE-Sonde aufgenommene Frequenzspektrum einer Störstelle dargestellt [11]. Die bei einer bestimmten Meßfrequenz aufgezeichneten UHF-Impulse, bezogen auf die Netzfrequenz, deuten daraufhin, daß es sich um eine nadelförmige Spitze auf Hochspannungspotential handelt (Bild 4.2.5b).

Wie bereits erwähnt, sind die durch den TE-Impuls angeregten Moden und damit die Frequenzspektren stark von der Anordnung und der Position der Störstelle abhängig. Eine andere Anordnung und/oder eine andere Positionierung der Störstelle würde somit auch andere Frequenzspektren ergeben. Damit werden auch die Nachteile dieses Verfahrens deutlich. Es ist nicht kalibrierbar und entspricht somit nicht dem standardisierten TE-Meßverfahren gem. IEC-Publ. 270.

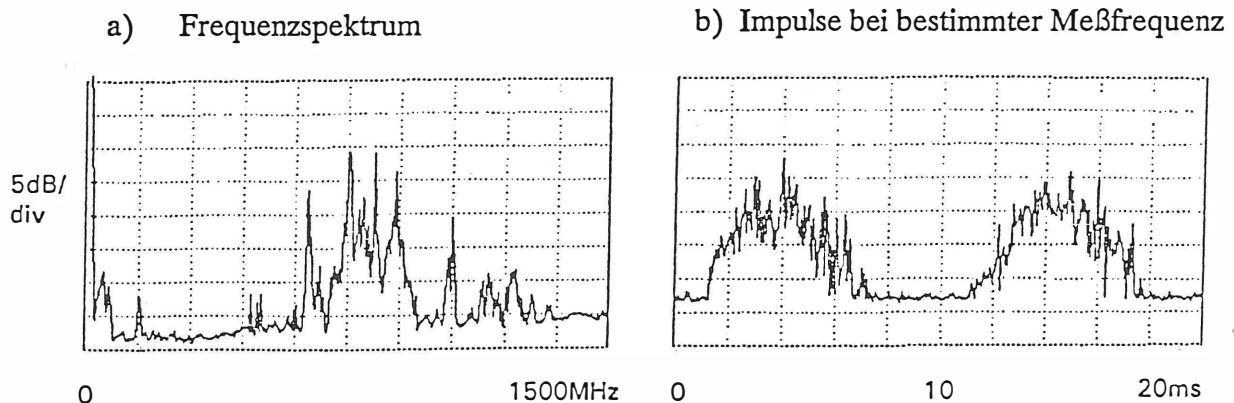


Bild 4.2.5: UHF-Signale bei nadelförmiger Störstelle auf Hochspannungsleiter

5. Nichtelektrische Diagnoseverfahren

5.1 Akustische TE-Messung

Die akustische TE-Messung beruht auf der Erfassung von akustischen Signalen, die von der TE-Störstelle ausgehen und sich über das Isoliersystem in Richtung Sensor ausbreiten. Die Ausbreitung des Signals im jeweiligen Prüfobjekt ist sehr komplex und wird wesentlich von seinen akustischen Eigenschaften, insbesondere von der Ausbreitungsgeschwindigkeit und der Dämpfung, beeinflusst. In festen Isolierstoffen, z. B. Epoxidharzformstoff, ist die Dämpfung ziemlich hoch und steigt quadratisch mit der Frequenz an. Metallische Gehäuse dagegen weisen nur eine geringe Dämpfung auf.

Hier sind insbesondere Dämpfungs- und Reflexionserscheinungen an Flanschen und sonstigen Stoßstellen zu berücksichtigen. Gase und Flüssigkeiten besitzen ebenfalls eine nicht zu vernachlässigende Dämpfung. Sie ist jedoch erheblich geringer als die von Feststoff.

Akustische TE-Messungen werden heute vor Ort an GIS-Anlagen und Transformatoren durchgeführt. Die akustischen Signale werden mit Hilfe eines Körperschallaufnehmers oder Beschleunigungsaufnehmers, der an der Außenseite der Kapselung bzw. des Gehäuses angebracht wird, und eines nachgeschalteten Verstärkers aufgenommen. Das Frequenzspektrum der Signale reicht von wenigen 100 Hz bis zu einigen 100 kHz. Ein gutes Verhältnis Nutzsignal zu Störsignal ergibt sich im Ultraschallbereich von 50 bis 100 kHz.

Als Beispiel zeigt Bild 5.1.1 ein bei einer akustischen TE-Messung an einer SF₆-Anlage aufgenommenes Signal /11/. Das Impulsmuster läßt ein freibewegliches Partikel als Störstelle vermuten.

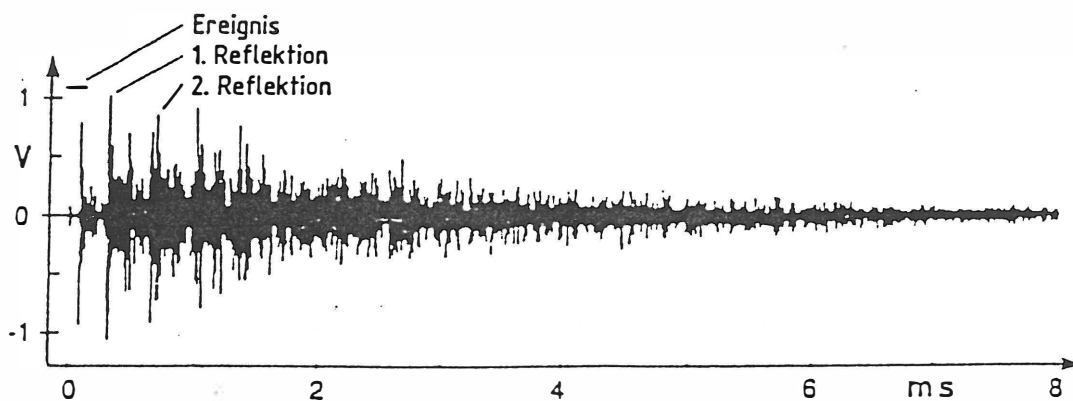


Bild 5.1.1: Akustische TE-Messungen an einer SF₆-Anlage;
Störstelle: Freibewegliches Partikel

5.2 Chemische Analyseverfahren

5.2.1 Gasanalyse

In SF₆-isolierten, metallgekapselten Schaltgeräten und -anlagen können chemische und physikalische Prozesse auftreten, die den Gaszustand und damit die Isoliereigenschaften und die eingesetzten Werkstoffe beeinträchtigen.

Gasanalytische Untersuchungen - Feuchtemessung und Messung von Zersetzungsprodukten - können Auskunft geben über

- die Qualität des Dichtungssystems
- elektrische Entladungen
- Korrosion an Metalloberflächen
- Veränderungen an Kunststoffteilen
- Wirksamkeit des Filters/Absorbers.

Zunächst soll ein Beispiel zur Gasfeuchte und zur Wirksamkeit von Filtern bzw. Absorbentien angeführt werden /12/.

Um eine ausreichend niedrige Gasfeuchte auch im Langzeitbetrieb sicherzustellen, setzen daher viele Hersteller von SF₆-isolierten Schaltanlagen und Schaltgeräten Absorber bzw. Filter aus Al₂O₃ ein. Aus Bild 5.2.1 sind die Taupunkttemperaturen für ein Kollektiv entsprechend ausgerüsteter 123-kV-Leistungsschalter nach einer Betriebszeit von etwa sechs Jahren zu entnehmen. Zum Vergleich sind Taupunkttemperaturen von vergleichbaren Schaltern, jedoch ohne Filter, nach etwa der gleichen Betriebszeit eingetragen.

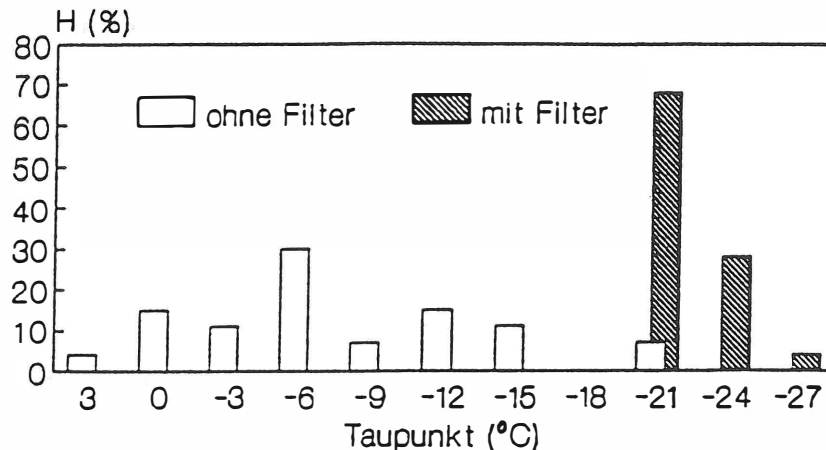


Bild 5.2.1: Taupunkttemperaturen von verschiedenen 123-kV-SF₆-Schaltern

Es zeigt sich, daß die mit Filter ausgerüsteten Schalter wesentlich geringere Gasfeuchte aufweisen, obwohl beide Schaltertypen ähnlich aufgebaut sind und gleiche Vorbehandlung erfahren haben. Bei einigen Schaltern ohne Filter liegt die Taupunkttemperatur so hoch, daß eine Gastrocknung geboten scheint. Andere Schalter dagegen haben offensichtlich eine gewisse Nachtrocknung erfahren, denn die Gasfeuchte ist z. T. geringer als bei der Neugasfüllung.

Neben der Gastrocknung sollen die Absorber auch zum Abbau von Zersetzungsprodukten beitragen.

Bei der chemischen Zersetzung von SF₆ aufgrund von Lichtbögen oder Funken bilden sich als Primärreaktion die gasförmigen Spaltprodukte SF₄ und S₂F₂. Diese Produkte reagieren mit dem Sauerstoff, der in Spuren im SF₆ als Verunreinigung in Form von Luft- und Wasserdampfanteilen immer vorhanden ist.

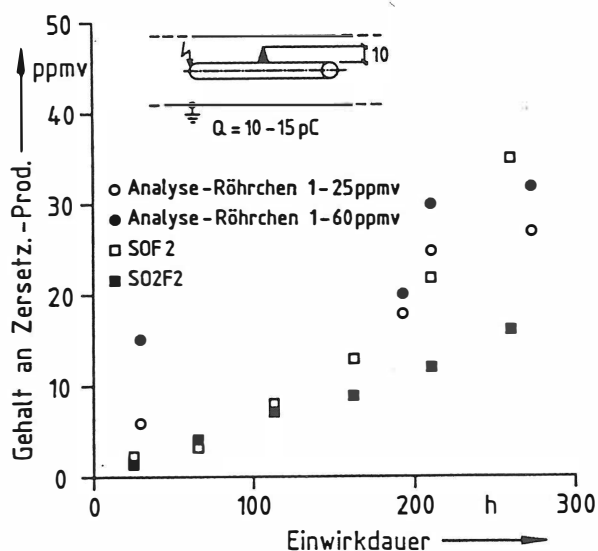


Bild 5.2.2: Ergebnis einer Gasanalyse in einem SF₆-Gasraum; Störstelle: ortsfestes Partikel auf Hochspannungsleiter

Gasanalyse
Gaschromatographie, Analyseröhrchen

Es bilden sich SOF_2 (Thionylfluorid) im wesentlichen bei energiereichen Entladungen und SO_2F_2 (Sulfurylfluorid) vorwiegend bei energieschwachen Entladungen. Außerdem können Isolierstoffe an den Reaktionen beteiligt sein, so daß sich CF_4 (Kohlentetrafluorid) bildet. Ist ausreichend Wasserdampf vorhanden, kommt es zur Bildung von HF (Fluorwasserstoff) und SO_2 (Schwefeldioxyd).

Die genannten Zersetzungsprodukte können mit Hilfe von Gaschromatographen ermittelt werden. Hierzu müssen, wenn keine tragbaren Gaschromatographen zum Einsatz kommen, Gasproben genommen und im Labor untersucht werden. Gute Ergebnisse können aber auch mit chemischen Analyse-Röhrchen erzielt werden /13/. Hiermit läßt sich die SO_2 - und HF-Konzentration ermitteln. Bild 5.2.3 zeigt Analyseergebnisse von entsprechenden Messungen an einer Anordnung mit einem ortsfesten Partikel als Störstelle. Man kann mit diesen Röhrchen sogar noch Teilentladungen in der Größenordnung von 10 pC feststellen .

5.2.2 Gas in Öl-Analyse

Die Gas in Öl-Analyse ist das am häufigsten eingesetzte Diagnoseverfahren für Transformatoren, so daß heute umfangreiche Erfahrungen vorliegen /14,15/. Aber auch bei anderen ölisierten Betriebsmitteln, z.B. Wandlern, kann das Gas in Öl-Analyse erfolgreich eingesetzt werden.

Mit der Gas in Öl-Analyse können im wesentlichen folgende Fehler erkannt werden:

- Entladungen
- Teilentladungen
- Überhitzung
- Zelluloseabbau.

Die dabei vorwiegend auftretenden Spaltgase und ihre Ursachen sind in Tabelle 5.2.1 zusammengestellt.

Gasart	TE	strom- schwache Entladung	stromstarke Entladung	Überhitzung < 300°C	Überhitzung 300 ... 1000°C
Wasserstoff H_2	●	●	●	○	○
Methan CH_4	○	○	○	○	○
Ethan C_2H_6				●	
Ethen C_2H_4		○	○		●
Ethin C_2H_2		○	●		○
Propan C_3H_8				○	
Propen C_3H_6					○



Schlüsselgas



Begleitgas

Tabelle 5.2.1: Öl- Spaltgase und ihre Ursachen

Man erkennt, daß in der Folge von TE im wesentlichen Wasserstoff als Spaltgas gebildet wird. Stromstarke Entladungen spalten das Öl in Wasserstoff H_2 und Ethin (Azetylen) C_2H_2 während energieschwache vorwiegend zur Bildung von Wasserstoff und Methan CH_4 führen. Die typischen Spaltgase bei der thermischen Zersetzung sind Ethan C_2H_6 und Propan C_3H_8 . Bei der Überhitzung des Öls entstehen die Kohlenwasserstoffe Ethen (Äthylen) C_2H_4 , Methan CH_4 bzw. Propen (Propylen) C_3H_6 . Sind Isolierstoffe beteiligt, so kommt es zu einer Zellulosezersetzung mit den Spaltgasen Kohlenstoffdioxid CO_2 und Kohlenstoffmonoxid CO .

Als Beispiel für den Einsatz der Gas in Öl-Analyse sollen Untersuchungen an ölisolierten Freiluftwandlern angeführt werden. Bild 5.2.3 zeigt hierzu einige Analyseergebnisse. Das Ergebnis von Wandler 1 enthält keine Hinweise auf irgendwelche Anomalitäten. Die gemessene H_2 -Konzentration ist nicht auf eine Zersetzung, sondern auf bereits vorher im Öl gelösten Wasserstoff zurückzuführen. Im Wandler 2 ist aufgrund des deutlichen H_2 -Spaltgasgehaltes eine TE-Quelle zu vermuten. Bei Wandler 3 sind deutliche H_2 - und CH_4 -Spaltgasgehalte zu erkennen, die auf größere TE-Intensitäten hindeuten. Eine genauere Beurteilung mit Hilfe des Quotienten-Kriteriums bestätigt diese Vermutung. Daraufhin wird der Wandler ausgetauscht. Eine Kontrollmessung ergibt TE-Stärke von einigen 100 bis 1000 pC. Die Analyse von Wandler 4 gibt Hinweise auf eine thermische Zersetzung des Öls bzw. auf eine gewisse Überhitzung. Dieser Wandler war vermutlich eine gewisse Zeit mit einer fehlerhaften Verschaltung auf der Primärseite betrieben worden. Die Analyse von Wandler 5 wurde im Zusammenhang mit Kippschwingungen vorgenommen. Die Auswertung der Analyse zeigt, daß die Wandlerisolierung geschädigt worden ist und größere innere Entladungen aufgetreten sind.

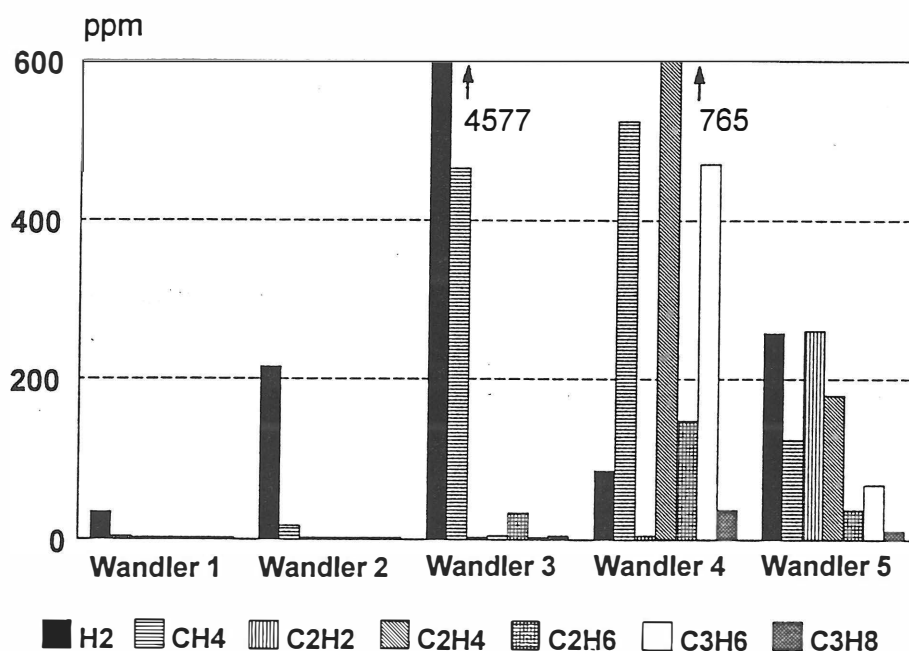


Bild 5.2.3: Ergebnisse von Gas in Öl-Analysen an ölisolierten Hochspannungswandlern

5.3 Optische Erfassung

Das von elektrischen Entladungen und Lichtbögen ausgehende Licht besitzt Wellenlängen von 200 bis 800 nm. Teilentladungen besitzen starke Anteile im UV-Bereich, wohingegen Funken und Lichtbögen sowie Heißstellen starke Anteile im IR-Bereich aufweisen. Durch entsprechende Auswahl des Sensors und des Übertragungssystems kann eine für den jeweiligen Anwendungsfall geeignete Einrichtung verwirklicht werden. Als Beispiel sei eine optische Überwachungseinrichtung zur Erfassung von Überschlügen und Lichtbögen in Gasräumen von gekapselten Schaltanlagen angeführt (Bild 5.3.1). Die Einrichtung besteht im wesentlichen aus drei Komponenten, dem Sensor (1), dem Lichtwellenleiter (2) und der Auswerteelektronik (3). Der Sensor wird über einen Stutzen mit dem Gehäuse verbunden. Die Übertragung des Lichtsignals zur Auswerteelektronik erfolgt über den Lichtwellenleiter, so daß auch eine ausreichende elektromagnetische Verträglichkeit gewährleistet ist. Eine solche Einrichtung hat sich sowohl bei der Vorort-Prüfung als auch während des laufenden Betriebes bewährt [16, 17].

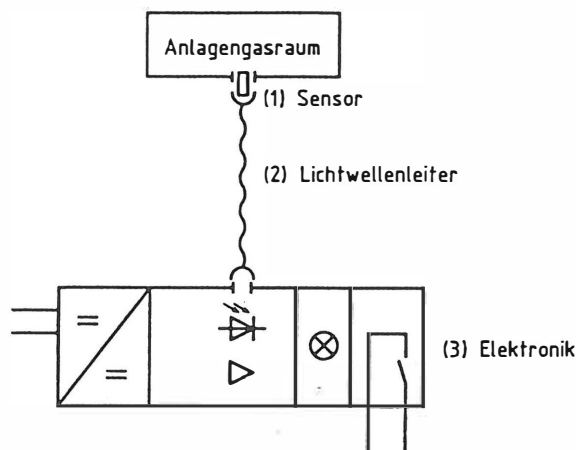


Bild 5.3.1:
Optische Überwachung von Gasräumen
in gekapselten Schaltanlagen

6. Auswertung und Interpretation der Meßergebnisse

Wurde mit Hilfe der Diagnosemessungen eine Störstelle aufgefunden, so muß eine weitergehende Auswertung, nämlich eine Identifizierung und eine Lokalisierung der Störstelle, erfolgen. Mit den dann zur Verfügung stehenden Informationen ist eine weitergehende Interpretation der Meßergebnisse und eine Risikoabschätzung möglich /18/.

Zur Identifizierung können bestimmte Charakteristika des TE-Meßsignals herangezogen werden, z. B.:

- Verteilung der Impulse bezogen auf die 50-Hz-Schwingung
- Wiederholrate
- Signalpegel.

Diese Informationen können zu einer Mustererkennung genutzt werden

Die Möglichkeiten zur Lokalisierung sind stark von der jeweils eingesetzten Diagnosetechnik abhängig. Sowohl bei der UHF-Methode als auch bei der akustischen Methode ist eine Lokalisierung mit Hilfe von Laufzeitmessungen möglich. Hierzu wird das von der Störstelle kommende Signal an zwei verschiedenen Sensoren bzw. Meßstellen aufgezeichnet und ausgewertet. Daneben ist auch eine Lokalisierung durch Auswertung der Dämpfung möglich. Ein entsprechendes Beispiel wurde bereits im Abschnitt "akustische TE-Messung" behandelt.

Die Lokalisierung einer Störstelle bei Anwendung der konventionellen TE-Messung ist nur durch Aufteilung der Anlage möglich. Eine Grobortung läßt sich allerdings auch erreichen, indem man die Orts- und Frequenzabhängigkeit des Übertragungsverhaltens ausnutzt.

Das chemische Diagnoseverfahren erlaubt ebenfalls nur eine begrenzte Lokalisierung der Störstelle. Mit dieser Methode läßt sich bei ausreichendem Anfall von Zersetzungsprodukten lediglich der Gasraum, in dem sich die Störstelle befindet, bestimmen.

Das optische Diagnoseverfahren läßt nur eine Ortung zu, wenn die Entladungsintensität ausreichend groß ist. Auch dann ist die Ortung auf den Gasraum beschränkt, in dem sich der Sensor befindet.

Die nun zur Verfügung stehenden Informationen über die Störstelle können für eine Risikoabschätzung herangezogen werden. Dazu sind allerdings auch Kenntnisse über die konstruktive Ausbildung der Anlage und über ihre grundsätzliche Auslegung sowie über die festigkeitsmindernde Wirkung von Störstellen erforderlich.

Bei der Abschätzung, ob eine Störstelle kritisch ist, d. h. ob sie die dielektrische Festigkeit unzulässig herabsetzt, ist neben der Größe der Störstelle auch die jeweilige Beanspruchung zu berücksichtigen.

Eine Risikoabschätzung mit Hilfe der Diagnostik für eine Störstelle in der Gasisolierung erscheint heute grundsätzlich möglich, man benötigt jedoch hierzu eine Vielzahl von Informationen über die physikalischen Zusammenhänge. Noch komplexer ist diese Aufgabe für Feststoffisolierungen. Hier ist bisher nur eine sehr grobe Abschätzung möglich.

7. Zusammenfassung

Elektrische Betriebsmittel sollen einen hohen Grad an Verfügbarkeit besitzen. Dielektrische Prüfungen und Diagnose vor Ort können dazu beitragen, dieses Ziel mit vernünftigem wirtschaftlichem Aufwand zu erreichen. Hierzu stehen elektrische Methoden, wie z. B. konventionelle Teilentladungsmessung, VHF- und UHF-TE-Messung sowie nichtelektrische Methoden, wie akustische TE-Messung, chemische Gasanalysen und optische Entladungserfassung zur Verfügung. Mit den einzelnen Diagnosemethoden lassen sich unterschiedliche Informationen gewinnen. Sie erfordern jedoch eine weitergehende Auswertung und Interpretation, bevor eine Risikoabschätzung möglich ist.

8. Literaturverzeichnis

- /1/ F. Flottmeyer, A. Möllmann, C. Neumann: Diagnostik für Isoliersysteme der elektrischen Energietechnik. Grundlagen und Stand der Technik. ETG-Fachtagung "Isoliersysteme der elektrischen Energietechnik - Lebensdauer, Diagnostik und Entwicklungstendenzen", Würzburg 1992, Seite 23 bis 47.
- /2/ K. Feser: Diagnostik für Isoliersysteme der elektrischen Energietechnik Entwicklungstendenzen. ETG-Fachtagung "Isoliersysteme der elektrischen Energietechnik - Lebensdauer, Diagnostik und Entwicklungstendenzen", Würzburg 1992, Seite 143 bis 154.
- /3/ CIGRE WG 33/15-08: Dielectric diagnosis of electrical equipment for AC applications and its effects on insulation coordination. State of the art Report. CIGRE-Report 1990.
- /4/ CIGRE WG 33/23-12: Insulation co-ordination of GIS: Questions on the influence of on-site tests and dielectric diagnostics. CIGRE-Report 23/33-03, 1992.
- /5/ IEC-Publication 270: Partial discharge measurements.
- /6/ C. Neumann: TE-Messungen in Betriebsmitteln der Energietechnik. Bericht 14: TE-Messungen an fabrikfertigen Schaltanlagen vor Ort. VDE-Verlag, Offenbach, 1992.
- /7/ I. Herbst: PD-measurements in GIS, a theoretical and experimental comparison of different electrical measurement techniques. CIGRE Symp. Berlin, 1993, Paper 130-02.
- /8/ G. König, U. Köpf, K. Feser: Methods to improve on site partial discharge measuring instruments. 7. ISH, Dresden 1991, Paper 70.02.

- /9/ U. Köpf: Kontinuierliche Unterdrückung von schmalbandigen, periodischen und breitbandigen, impulsförmigen Störern bei der Teilentladungsmessung. Diss. Univers Stuttgart, 1994.
- /10/ M. Albiez: Teilentladungsmessung an SF₆-isolierten Schaltanlagen. Diss. ETH Zürich, 1992.
- /11/ CIGRE WG 15-03: Diagnostic methods for GIS insulating systems. CIGRE 15/23-02, 1992.
- /12/ C. Neumann, W. Heiß, R. Lekies: Diagnostische Methoden zur Überwachung des Gaszustandes von SF₆-Schaltgeräten und -Anlagen. ETG-Fachtagung "Isoliersysteme der elektrischen Energietechnik - Lebensdauer, Diagnostik und Entwicklungstendenzen", Würzburg 1992, S. 297 bis 307.
- /13/ O. Celi, W. Koltunowicz, A. Pigini, B. S. Manjunath, M. C. Ratra, C. Basile, S. Girdomni: Study of diagnostic methods for identification of defects inside GIS. ISH New Orleans 1989, Paper 32.04.
- /14/ R. Müller, H. Schliesing, K. Soldner: Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse. Elektrizitätswirtschaft 76 (1977), S.345-349.
- /15/ IEC Publ. 599 (1978): Interpretation of analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in service.
- /16/ D. F. Binns, A. H. Mufti, N. A. Malik: Optical Discharge Detection in SF₆-insulated Systems. IEEE Transactions on Electrical Insulation 25 (1990), S. 405-414.
- /17/ M. Meiß, E. Reuter, F. Vogel: Einsatz von optoelektronischen Lichtbogen-erfassungssystemen in gasisolierten Schaltanlagen. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 93 (1994), S. 1598 - 1602.
- /18/ CIGRE-WG 15-03: Effects of particles on GIS insulation and evaluation of relevant diagnostic tools. CIGRE 15-103, 1994.