

Einleitung

Die Liberalisierung und Deregulierung der Energiemärkte, die zur Zeit in vielen Ländern weltweit erfolgt, zwingt die Betreiber elektrischer Energieanlagen, besondere Maßnahmen bezüglich einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit zu ergreifen. Als wesentliche Ziele sind hier neben der Lastoptimierung der Komponenten vor allem die Verlängerung der Restnutzungsdauer der Betriebsmittel zu nennen, um so eine Minimierung von Neuinvestitionen zu erreichen [Bor-02a, Cla-02]. Zudem wird eine bedarfsgerechte Instandhaltung angestrebt, damit der hiermit verbundene Aufwand sowie das dazu benötigte Personal reduziert werden können, was sich ebenfalls positiv auf die Kostenstruktur auswirkt. Gerade der letzt genannte Aspekt birgt jedoch weitreichende Konsequenzen und Gefahren, da eine Reduzierung der Instandhaltungsmaßnahmen kombiniert mit dem Aufschub von Erneuerungen zu vermehrten Störungen der Betriebsmittel sowie zu unerwarteten und kostenintensiven Netzausfällen führen kann [Fan-02]. Daher sind Strategien erforderlich für ein effektives, lebenslanges Management für besonders empfindliche, wertvolle oder relevante Einheiten im Energieübertragungs- und -verteilungsnetz, die eine bessere Planung und ein optimiertes Handeln bei kritischen Zuständen erlauben [Wer-06]. Die Realisierung solcher Strategien kann durch den Einsatz moderner Technik unterstützt werden, insbesondere durch automatisierte Überwachungssysteme, die umfangreiche Informationen über die kontrollierten Komponenten sammeln und aufbereiten, womit eine Diagnose des Zustands der betreffenden Einheiten ermöglicht wird [Por-96]. Mit diesem Wissen kann eine zustandsorientierte und -basierte Planung erfolgen, weshalb die Entwicklung von Monitoring-Systemen in den letzten Jahren besondere Bedeutung erlangte. Diese Zielrichtung wird auch zukünftig verfolgt werden, da innovative Sensoren und Diagnosetechniken in die Überwachungssysteme integriert werden, um eine möglichst ganzheitliche Bewertung der Komponenten zu erreichen [Kach-97, Kach-00].

Eine besondere Stellung nehmen in diesem Zusammenhang Transformatoren ein [Jes-96, Luc-00], aufgrund der exponierten Lage in den Energienetzen sowie der hohen Kosten pro Einheit. Ein wesentliches Ziel im Bereich der Forschung und Entwicklung ist es daher, Monitoring-Systeme für Leistungstransformatoren umfassend, effektiv, intelligent und wirtschaftlich zu gestalten, wobei eine modulare Struktur solcher Systeme eine Anpassung an verschiedene Randbedingungen, wie beispielsweise die Kategorie oder strategische Relevanz des Transformators, gewährleisten soll.

Für ein kosteneffizientes Monitoring ist zunächst die Transformatorart ausschlaggebend, wobei im Wesentlichen zwischen Trockentransformatoren und den flüssigkeitsfeststoffisolierten Transformatoren unterschieden wird [VDE-0532/101, TRGS-616].

Bei Trockentransformatoren finden als Isolierungsmaterialien vor allem Epoxidharzformstoffe Anwendung, wenngleich es auch neuere Entwicklungen gibt, die Kunststoffe wie Polyethylen verwenden, was jedoch bislang kaum zum Einsatz kam [Jak-00, Leij-00]. Gasisolierte Transformatoren gehören ebenfalls zur Kategorie der Trockentransformatoren, jedoch sind diese nur in Spezialbereichen, wie beispielsweise im Bergbau, anzutreffen, weshalb diese Transformatorart aufgrund des marginalen Anteils bezogen auf den weltweiten

Gesamttrockentransformatorenbestand im Folgenden nicht weiter berücksichtigt werden soll. Die in den weiteren Erwägungen betrachteten Trockentransformatoren weisen eine Gießharzisolierung auf, welche nicht nur als elektrische Isolation dient, sondern zudem der eingegossenen Wicklung eine mechanische Festigkeit verleiht, wobei die einzelnen Windungen gegeneinander typischerweise mit Lack isoliert sind, da sich Lackdraht einfach und kostengünstig als Ausgangsmaterial herstellen lässt. Diese Art der Gießharztransformatoren, welche den Großteil der heute im Betrieb befindlichen Trockentransformatoren ausmacht, wird im Allgemeinen für Spannungen bis zu 36 kV und Leistungen bis zu ca. 40 MVA gefertigt, so dass diese Komponenten hauptsächlich im Energieverteilungsnetz zu finden sind. Die Begrenzungen auf relativ geringe Spannungen und Leistungen sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass nicht beliebig dicke Isolierschichten lunkerfrei hergestellt werden können und die Wärmeleitfähigkeit des Gießharzes begrenzt ist [Bey-86], was einen wirtschaftlichen Einsatz von Gießharztransformatoren für höhere Spannungen oder Leistungen nur bedingt zulässt.

Die wesentlichen Vorteile der Trockentransformatoren gegenüber den flüssigkeits-feststoff-isolierten Transformatoren liegen in der besseren Umweltverträglichkeit, so dass kaum Restriktionen bezüglich des Aufstellungsortes bestehen, sowie in der weitgehenden Wartungsfreiheit der Komponenten, weshalb diese an vielen Stellen im Energieverteilungsnetz bevorzugt werden. Insbesondere im Bereich der regenerativen Energien, wie beispielsweise in offshore Windanlagen, erlangen die Trockentransformatoren zunehmende Bedeutung [Pes-03], da oftmals eine uneingeschränkte ökologische Unbedenklichkeit gewährleistet sein muss, so dass der Anteil an Trockentransformatoren zukünftig tendenziell steigen wird, wenngleich dieser zur Zeit in der Bundesrepublik Deutschland nur wenige Prozent beträgt [VDEW-98].

Gießharztransformatoren, die nur in geschlossenen Räumen betrieben werden, da die Isolierung unter anderem keine ausreichende Langzeit-UV-Stabilität sowie keine hinreichende Wetterbeständigkeit aufweist [Huir-89], kommen des Weiteren bevorzugt in großen Gebäuden zum Einsatz sowie im Bereich der Notstromversorgung von versorgungssensiblen Einrichtungen, wie beispielsweise Krankenhäusern, wo eine unterbrechungsfreie Stromversorgung gewährleistet sein muss. Relevant für solche Einsatzgebiete sind zusätzlich zu den genannten Vorteilen die im Vergleich zu ölgefüllten Transformatoren besseren Löschmöglichkeiten durch die geringere Brandlast im Falle eines durch eine Fehlfunktion des Transformators verursachten Brandes, wobei hier Kollateralschäden an Gebäudeteilen und Einrichtungen entstehen können, die ein Vielfaches vom Anschaffungspreis des Transformators ausmachen und daher unbedingt verhindert werden müssen [HAZ-99].

Die genannten Beispiele für die Einsatzmöglichkeiten der Trockentransformatoren machen deutlich, dass eine erhöhte Zuverlässigkeit dieser Komponenten gewährleistet sein muss, da auch kleinere Reparaturen relativ aufwendig und kostenintensiv werden können, wenn diese beispielsweise in offshore Windenergiesystemen auftreten. Die Folgen eines Ausfalls im Bereich medizinischer Versorgung können dagegen noch weitaus gravierender sein und müssen daher durch besondere Überwachung des Betriebszustandes der Transformatoren möglichst ausgeschlossen werden. Bislang werden die Gießharztransformatoren aus Gründen der Kostenersparnis nur mit einfachen Sicherheitssystemen ausgestattet, obwohl die

Ausfallquote im Vergleich zu flüssigkeits-feststoffisolierten Transformatoren bei Spannungsebenen bis zu 30 kV mindestens doppelt so hoch ist [VDEW-98].

In der Regel wird bei Gießharztransformatoren lediglich die Temperatur der Unterspannungsseite überwacht, die im Normalbetrieb höher ist als auf der Oberspannungsseite wegen des höheren Stroms und den damit verbundenen erhöhten ohmschen Verlusten sowie der in Bezug auf die Wärmeabfuhr ungünstigeren Lage der Unterspannungswicklung zwischen Kern und Oberspannungswicklung.

Einrichtungen zur Überwachung der Oberspannungsseite werden bislang nicht verwendet, obwohl oftmals hier ein Fehler durch die hohen Spannungen entstehen kann, der zu einem Ausfall der Komponente führt. Vor allem Teilentladungen (TE), welche lokal begrenzte Durchschläge infolge von Feldstärkeüberhöhungen darstellen [Bey-86], können in so genannten nicht selbstheilenden Isoliermedien, wie Feststoffen, die Isolierung durch das Vorwachsen von kleinen Kanälen aufbrechen, wodurch die Teilentladungsaktivität zunächst weiter ansteigt, was weitere Zerstörungen der Isolierung verursacht, bis es schließlich zu einem Versagen des Isoliersystems kommt. Diese Kettenreaktion kann nicht wie in selbstheilenden, aus Flüssigkeiten oder Gasen bestehenden Isolierungen, dadurch unterbrochen werden, dass sich die Fehlerstellen wieder mit umgebendem Isoliermedium füllen und somit eine Zunahme der Spannungsfestigkeit erreicht wird, weshalb eine Messung der TE-Aktivität eine Aussage über den aktuellen Zustand der Isolierung ermöglichen soll. Dies ist unter anderem auch der Grund für die Teilentladungsprüfungen [VDE-0434, IEC-60270] der Trockentransformatoren nach der Herstellung, wobei keine Teilentladungen über einem in der Norm definierten Pegel von 20 pC auftreten dürfen [VDE-0532/6, IEC-60726/1], was jedoch nicht ausschließt, dass eine erhöhte TE-Aktivität im späteren Betrieb vorkommt, da diese durch thermisch-elektrische Wechselbeanspruchungen initiiert werden kann [Bey-91, Bor-93]. Somit erlaubt nur eine kontinuierliche Überwachung der TE-Aktivität oder deren Auswirkungen eine Erhöhung der Betriebssicherheit, da dabei die Möglichkeit besteht, rechtzeitig entsprechende Maßnahmen einzuleiten, deren Effizienz signifikant verbessert werden kann, wenn ergänzend Informationen über den Fehlerort oder die Fehlerart vorliegen. Derzeit sind jedoch noch keine Systeme zur kontinuierlichen TE-Überwachung bzw. zur präzisen TE-Diagnose und Analyse verfügbar, so dass weitere Innovationen unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Zunahme an installierten Gießharztransformatoren sinnvoll erscheinen.

Flüssigkeits-feststoffisolierte Transformatoren, die als Isolierung um die einzelnen Wicklungen Papier verwenden, wobei der gesamte Aktivteil in ein flüssiges Isoliermedium, häufig Mineralöl oder eine entsprechende Ersatzflüssigkeit wie z. B. synthetische Ester [Dum-98], eingebettet ist, welches nicht nur zur Isolierung, sondern auch zur Wärmeabfuhr genutzt wird, können für weitaus höhere Spannungen und Leistungen ausgelegt werden. Im Bereich hoher Spannungsebenen zwischen 60 und 400 kV bei Leistungen bis etwa 1 GVA nähert sich jedoch ein Großteil der im Betrieb befindlichen Transformatoren dem Ende des Auslegungsalters von zirka 30 Jahren bzw. hat dieses bereits erreicht, was exemplarisch in Bild 1 anhand der Altersstruktur des Gesamtbestandes an Transformatoren eines deutschen Energieversorgungsunternehmens (EVU) ersichtlich wird [Sta-02].

Mit zunehmenden Alter steigt die Fehlerrate der Transformatoren drastisch an [Ben-01], wobei ergänzend auch eine Zunahme der Fehlerrate mit steigender Spannungsebene beobachtet werden kann [Bos-83]. Hier besteht zusätzlich die Problematik, dass sich im Falle eines irreparablen Ausfalls eine Neuanschaffung nicht

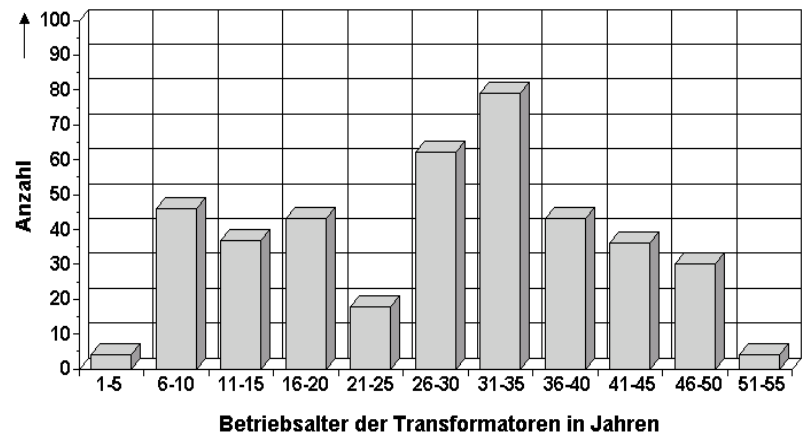


Bild 1: Alter der Transformatoren eines deutschen Energieversorgungsunternehmens [Sta-02]

nur kostenintensiv gestaltet, sondern zudem mit erheblichen Überbrückungszeiten gerechnet werden muss, da insbesondere Transformatoren höherer Spannungen und Leistungen nicht kurzfristig ersetzt werden können, so dass zusätzlich weitere Folgekosten, beispielsweise durch Produktionsausfall, entstehen können [Sei-02]. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, das seit den zwanziger Jahren als Hauptschutzeinrichtung dienende Buchholz-Relais zur Akkumulation ungelöster Gase, welches eine Abschaltung des Transformators bei Überschreiten einer bestimmten durch Fehler im Transformator entstandenen Gasmenge oder eines unzulässigen Druckes bewirkt, um zusätzliche Kontrollmechanismen zu erweitern [Bor-98, Wer-99b]. Die erforderlichen Monitoring-Systeme müssen dabei vor allem an die Fehleranfälligkeit der einzelnen Komponenten der Transformatoren angepasst sein, um einen größtmöglichen Nutzen zu gewährleisten [Ten-02a, Bol-02a]. Ein Überblick über die Fehlerraten der einzelnen Transformatorbestandteile, welche zu einer Ausfallzeit von mehr als einem Tag führten [Bos-83], sowie der wesentlichsten aktuell eingesetzten Überwachungsmöglichkeiten sind Tabelle 1 zu entnehmen, aus der zu erkennen ist, dass mit zunehmender Fehleranfälligkeit einer Komponente auch umfassendere Überwachungsmaßnahmen angeboten werden, um verschiedenste Fehlerursachen zu erkennen bzw. durch die Summe der erfassten Parameter eine möglichst präzise Einschätzung zu erreichen [Ten-00].

Während die Systeme zur Überwachung von Kessel und Zusatzeinrichtungen, Durchführungen, sowie Stufenschaltern ausreichend erscheinen [Sun-02], sind zur Zustandsdiagnose von Wicklung, Isolierung und Kern zusätzlich offline Verfahren notwendig, also Methoden, die eine Abschaltung bzw. Trennung des Transformators vom Netz erfordern. Die während des Betriebs des Transformators online erfassten Größen wie Ströme, Spannungen, Temperatur und Heißpunkt [VDE-0532/102, IEC-60354] dienen vor allem zur Beurteilung der Lastverhältnisse und Alterungsprozesse [Ten-02b], während durch einen Vergleich der Transferfunktionen [Gock-99, Lei-96] oder transiente Öldruckmessungen [Pla-02a] mit so genannten Fingerprints, welche vorher aufgezeichnete Referenzwerte darstellen, eine Erkennung von Wicklungsanomalien erlauben. Die Bestimmung verschiedener Parameter des flüssigen Isoliermediums [Loh-04] sowie der sich im Buchholz-Relais sammelnden ungelösten Gase [Was-00] lässt nur bedingte Rückschlüsse auf den Isolierungszustand zu [Brä-02], was ebenfalls für die teilweise online realisierte Gas-in-Öl Analyse gilt [Mar-96,

Spa-99], weil die hierbei ermittelten Gasquotienten [VDE 0370/7, IEC-60599], welche mit verschiedenen Fehlerkriterien bewertet werden, wie beispielsweise dem MSS-Kriterium nach Müller, Schliesing und Soldner [Mül-74], nicht immer eindeutig sein müssen, da unterschiedliche Fehlerursachen ähnliche Gasquotienten ergeben können [Schr-94]. Als weiteres chemisches Verfahren ist die Furananalyse zu nennen, mit welcher der Depolymerisationsgrad des Papiers ermittelt werden kann, wobei dieser ein Maß für den Zustand und die Alterung des Isolierpapiers darstellt [Law-77, Mor-99]. Die Messung des Relaxationsstroms (PDC, Polarisation Depolarisation Current) [Hou-98, Lei-02], der Wiederkehrspannung (RVM, Recovery Voltage Measurement) [Pat-02, Urb-98] und des dielektrischen Verlustfaktors in Abhängigkeit der Frequenz (FDS, Frequency Domain Spectroscopy) [Gäf-98, Zae-03] kann aus verfahrenstechnischen Gründen nur offline durchgeführt werden und erlaubt eine Aussage über den Wassergehalt bzw. Alterung der Papierisolation, wobei diese vergleichsweise neuen Verfahren noch Gegenstand intensiver Forschungen sind [Bor-02b].

Tabelle 1: Fehlerraten einzelner Transformatorkomponenten mit dazugehörigen, möglichen Überwachungsmethoden bzw. kontrollierten Kenngrößen

Komponente	Fehlerrate	Überwachungsmethoden / kontrollierte Kenngrößen	
Kessel und Zusatzeinrichtungen	11 %	- Dichtigkeit - Pumpen und Lüfterzustände	online
Durchführung	14 %	- Überspannungen - Überströme - Öldruck - Durchführungskapazität	online
Wicklung, Isolierung und Kern	35 %	- Ströme, Spannungen - Temperaturen, Heißpunkt - Ölfeuchte - Gasmenge im Buchholz-Relais, Gasrate	online
		- Analyse der freien Gase - Gas-in-Öl Analyse - Transferfunktion - Teilentladungsmessung	i. d. R. offline
		- Furananalyse - Transiente Öldruckmessung - Relaxationsstrom (PDC) - Wiederkehrspannung (RVM) - Dielektrischer Verlustfaktor über der Frequenz (FDS)	offline
Stufenschalter	40 %	- Stufenschalterstellung - Anzahl der Schaltvorgänge - Schaltstromsumme - Abbrand der Schaltkontakte - Öltemperaturdifferenz zum Öl im Transformatorkessel - Leistungsaufnahme des Motorantriebs	online

Eine aussagekräftige Angabe über den aktuellen Zustand der Isolierung bzw. ein Indikator für einen zu erwartenden Ausfall des Transformators ist mit diesen Mitteln folglich nur eingeschränkt möglich, weshalb die Teilentladungsmessung als empfindliches Verfahren zur

Beurteilung des Isolierungszustandes unumgänglich ist. TE-Prüfungen werden deshalb auch bei flüssigkeits-feststoffisolierten Transformatoren vor deren Auslieferung durchgeführt, wobei hier im Vergleich zu den Trockentransformatoren unter anderem auch wegen der Selbstheilungsfähigkeit der Papier-Flüssigkeitsisolierung ein wesentlich höherer TE-Pegel zulässig ist [VDE-0532/3, IEC-60076/3], wodurch aber eine erst später einsetzende TE-Aktivität infolge von Überbeanspruchungen oder zeitlicher Degradation der Isolierung nicht ausgeschlossen werden kann. Da es derzeit keine online TE-Messungen gibt, die eine gleichzeitige Aussage über die Größe der Teilentladungen sowie über den TE-Entstehungsort zulassen, kann keine kontinuierliche und umfassende TE-Diagnose erfolgen, welche jedoch dringend erforderlich für eine Gesamtbewertung des Isolationszustandes ist, weshalb auf diesem Gebiet weitere Entwicklungen notwendig sind.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es daher, Verfahren zur optimierten Erfassung, Verarbeitung und Auswertung von Teilentladungen bzw. deren Auswirkungen zu entwickeln, die nicht nur eine Bestimmung der Teilentladunggröße, sondern auch eine Abschätzung über deren Entstehungsort erlauben sollen. Dabei muss eine Anpassung an die Gegebenheiten bei Trockentransformatoren bzw. flüssigkeits-feststoffisolierten Transformatoren erfolgen, wobei auch ökonomische Aspekte in Bezug auf die Realisierungskosten solcher Systeme im Vergleich zum Transformatoranschaffungspreis zu berücksichtigen sind. Ferner soll der Aspekt einer Integration in bestehende online Monitoring-Systeme beachtet werden, so dass eine automatische, kontinuierliche TE-Überwachung im Netzbetrieb erfolgen kann, wobei die Probleme, welche sich bei Messungen vor Ort ergeben, einbezogen werden sollen. Basierend auf Untersuchungen an Modellen im Labor sind daher zunächst geeignete Methoden zu entwickeln, die anschließend vor Ort überprüft werden müssen, um so weiterführende Assimilationen zu ermöglichen. Die Ergebnisse dieser Arbeit sollen damit einen Beitrag zur Verbesserung der Zustandsdiagnose von Leistungstransformatoren leisten, was zu einer Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit und Verbesserung der Wirtschaftlichkeit dieser Komponenten führt.

1 Teilentladungsmessungen an Transformatoren

In den folgenden Abschnitten sollen zunächst die zum weiteren Verständnis der Arbeit notwendigen Grundlagen über Teilentladungsphänomene erläutert werden, wobei basierend auf vereinfachten physikalischen Beschreibungen eine Herleitung der wesentlichsten, Teilentladungsvorgänge charakterisierenden Kenngrößen erfolgt. Darauf aufbauend werden verschiedene, dem Stand der Technik entsprechende Möglichkeiten zur TE-Erfassung und Auswertung vorgestellt und diskutiert, mit dem Ziel, die für die vorliegende Aufgabenstellung geeignet erscheinenden Verfahren zu ermitteln, wobei eine Auswahl der Methoden auch unter dem Gesichtspunkt der Anpassungsfähigkeit getrennt nach Trocken- und flüssigkeits-feststoffisolierten Transformatoren stattfindet.

1.1 Theoretischer Hintergrund

Unter dem Begriff Teilentladungen sind verschiedene phänomenologische Entladungserscheinungen zusammengefasst [Bey-86], wobei im Wesentlichen unterschieden wird zwischen:

- Entladungen an Spitzen oder Kanten in Gasen, so genannte Koronaentladungen,
- Entladungen in Hohlräumen innerhalb flüssiger oder fester Isolierstoffe und
- Entladungen an den Grenzschichten unterschiedlicher Isolierstoffe, so genannte Oberflächen- oder Gleitentladungen.

Treten derartige Entladungen im Inneren eines Gerätes oder einer Anlage auf, wird dies als innere Teilentladung bezeichnet, im Gegensatz zu äußeren Teilentladungen, die vor allem als Koronaentladungen an Hochspannungsfreileitungen Bedeutung erlangt haben, welche zu Verlusten und Funkstörungen führen.

Durch Teilentladungen, welche örtlich begrenzte, impulsförmige elektrische Entladungen darstellen, die infolge lokaler Überbeanspruchungen entstehen, wird die Isolationsstrecke zwischen zwei Elektroden nur teilweise überbrückt, so dass mit einem solchen Teildurchschlag kein vollständiges Versagen der Isolierung verbunden ist, wenngleich durch eine kontinuierliche, ortsfeste TE-Aktivität über einen längeren Zeitraum eine derartige Schädigung der Isolierung möglich ist, so dass es zu einem Durchschlag kommt [Por-96]. Die solche Teilentladungen initiierenden Überbeanspruchungen können eine Folge von Inhomogenitäten oder Schwachstellen der Isolierung sein, welche lokale Feldstärkeüberhöhungen hervorrufen, die ursächlich für den Teildurchschlag sind.

Die hochfrequenten elektrischen Vorgänge, die mit inneren Teilentladungen verbunden sind, können anhand des von Gemant und Philippoff entwickelten Ersatzschaltbildes anschaulich beschrieben werden [Gem-32]. Ausgehend von der in Bild 1.1a gezeigten vereinfachten Darstellung einer Isolieranordnung als Kapazität bestehend aus einem flüssigen oder festen Isoliermedium, in dem eine gasgefüllte Fehlstelle vorhanden ist, kann basierend auf den das Dielektrikum beschreibenden Teilkapazitäten (Bild 1.1b) ein äquivalentes Ersatzschaltbild abgeleitet werden, welches in Bild 1.1c abgebildet ist. In diesem Ersatzschaltbild entspricht C_1 , der die Fehlstelle charakterisierende Hohlraumkapazität, während die Kondensatoren C_s'

und C_p' die in Reihe bzw. parallel zur Fehlstelle liegenden resultierenden Kapazitäten des Dielektrikums repräsentieren. Die Funkenstrecke F entspricht im Prinzip einem spannungsgesteuerten, zunächst offenen Schalter, welcher bei Überschreiten eines definierten Spannungsbetrags kurzzeitig geschlossen wird, um den Durchschlag im Hohlraum zu imitieren, wobei der in Reihe zur Funkenstrecke abgebildete Widerstand R den Widerstand des Entladungskanals kennzeichnet und die Amplitude des Entladungsstroms begrenzt.

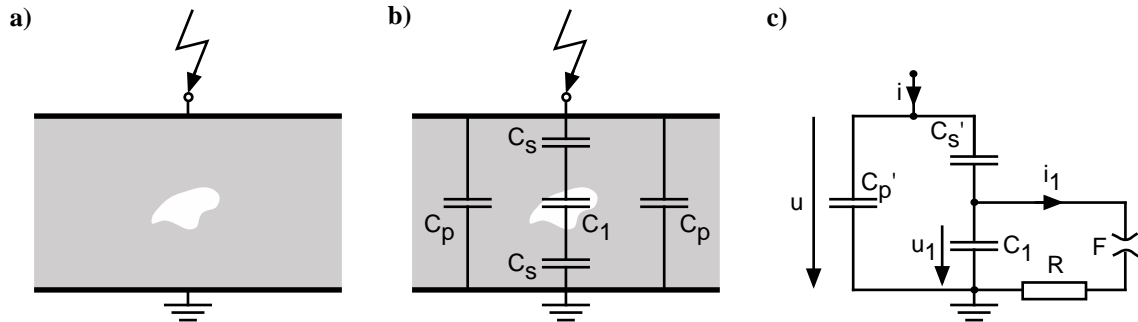


Bild 1.1: Modellierung einer Isolieranordnung mit Fehlstelle
a) Kondensator mit gasgefüllter Fehlstelle
b) Darstellung des Dielektrikums mit Teilkapazitäten
c) Kapazitives Ersatzschaltbild

Basierend auf einem solchen Ersatzschaltbild können die Spannungs- und Stromsignale an den einzelnen Bauelementen mit Hilfe von Analogschaltungssimulatoren wie beispielsweise PSpice [Duy-96, Orc-99, Tui-95] berechnet werden, so dass sich die in Bild 1.2 dargestellten Ergebnisse ergeben. In Bild 1.2a ist zunächst die an der Isolieranordnung anliegende Spannung $u(t)$ und die Spannung $u_1(t)$ gezeigt, die sich an der Hohlraumkapazität C_1 entsprechend dem Spannungsteiler mit den Kondensatoren C_s' und C_1 einstellt, sofern es nicht zu einem Durchschlag im Hohlraum kommt, so dass gilt:

$$u_1 = \frac{C_s'}{C_1 + C_s'} \cdot u. \quad (1.1)$$

Wird die Spannung nun erhöht, erfolgt eine der Gleichung 1.1 entsprechende Zunahme der Spannung u_1 , bis diese die Zündspannung U_Z überschreitet, so dass der Kondensator C_1 sich über den Widerstand R entlädt und die Spannung am Hohlraum auf den Wert der Löschspannung U_L absinkt [Kre-89]. Der Strom i_1 , der im Augenblick des Spannungszusammenbruchs fließt, ist in Bild 1.2c dargestellt und die im Hohlraum umgesetzte Ladung in Bild 1.2d, wobei die letzte Darstellung als Abszisse keine Zeitachse verwendet, sondern der Phasenwinkel φ benutzt wird, um ein so genanntes Phasenwinkel-Ladungs-Histogramm zu erstellen, welches bei der Beurteilung der TE-Art hilfreich sein kann, worauf noch näher eingegangen werden soll.

Unter der Voraussetzung, dass

$$C_p' \gg C_1 \gg C_s' \quad \text{mit } C_p' \approx \text{Gesamtkapazität } C \text{ der Isolieranordnung} \quad (1.2)$$

gilt, was bei den in der Regel kleinen Abmessungen des Hohlraums erfüllt ist, führt der durch i_1 hervorgerufene Spannungseinbruch Δu_1 an C_1 im Hohlraum zu einem charakteristischen

Ladungsumsatz Δq_1 der sich berechnen lässt zu:

$$\Delta q_1 = C_1 \cdot \Delta u_1 = i_1 \cdot \Delta t. \quad (1.3)$$

Diese Ladungsänderung kennzeichnet den so genannten wahren Teilentladungswert, welcher einer im Submikrosekundenbereich ablaufenden Verschiebung von elektrischer Ladung entspricht.

Da sich weder die Spannungsänderung Δu_1 noch der hochfrequente Strom i_1 an den Anschlussklemmen des Prüflings beobachten lassen, kann die Ladungsänderung Δq_1 nur über die durch eine Ladungsbilanz zu ermittelnde Spannungsänderung Δu am Prüfobjekt

$$\Delta u = \frac{C_s'}{C_p' + C_s'} \cdot \Delta u_1 \quad (1.4)$$

bestimmt werden zu:

$$\Delta q_1 = \frac{C_1 \cdot (C_p' + C_s')}{C_s'} \cdot \Delta u. \quad (1.5)$$

In dieser Gleichung sind jedoch die Größen C_1 und C_s' unbekannt, lediglich die Kapazität C_p' kann durch eine Messung ermittelt werden, da diese in etwa mit der Gesamtkapazität der Isolieranordnung entsprechend Gleichung 1.2 übereinstimmen muss. Zudem ist eine Erfassung der Spannungsänderung Δu schwierig, aufgrund des kleinen Verhältnisses von u zu Δu , da folgender Zusammenhang entsprechend den dargelegten Gleichungen 1.1, 1.2 und 1.4 gilt:

$$u \gg u_1 \gg \Delta u. \quad (1.6)$$

Die wahre Ladung lässt sich daher nicht ermitteln, so dass eine andere messbare Größe eingeführt werden muss, um die

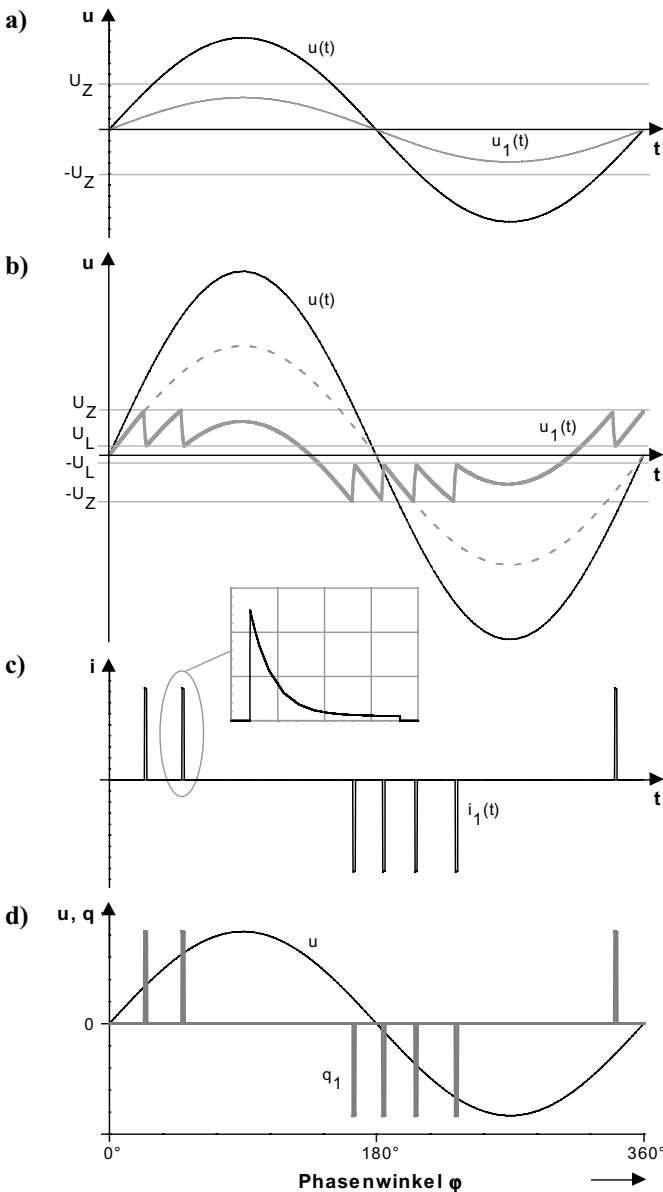


Bild 1.2: Spannungs-, Strom- und Ladungsverlauf bei inneren TE

- a) Spannungsverläufe ohne Teildurchschlag
- b) Spannungsverläufe mit Teilentladungen
- c) Stromverlauf bei Teilentladungen
- d) Phasenwinkel-Ladungs-Histogramm

Teilentladung bzw. deren Pegel zu beschreiben.

Da im Realfall das Prüfobjekt mit einer Spannungsquelle verbunden ist, welche den Spannungseinbruch Δu kurzfristig ausgleicht, wobei die Geschwindigkeit dieses hochfrequenten Ausgleichsvorgangs durch eine parallel zum Prüfling geschaltete Koppelkapazität C_k erhöht werden kann, kommt es, wie in Bild 1.3 gezeigt, zu einem messbaren Kreisstrom i_{TE} , dessen transportierte Ladung als scheinbare Ladung q bezeichnet wird. Der