

Integrierte kapazitive und induktive Sensoren für Diagnose und Schutz in Verteilernetzen

Dipl. -Ing. D. Sanderer, Firma K. Pfisterer, Stuttgart
Dr. -Ing. W. Köhler, Universität Stuttgart

1. Einleitung

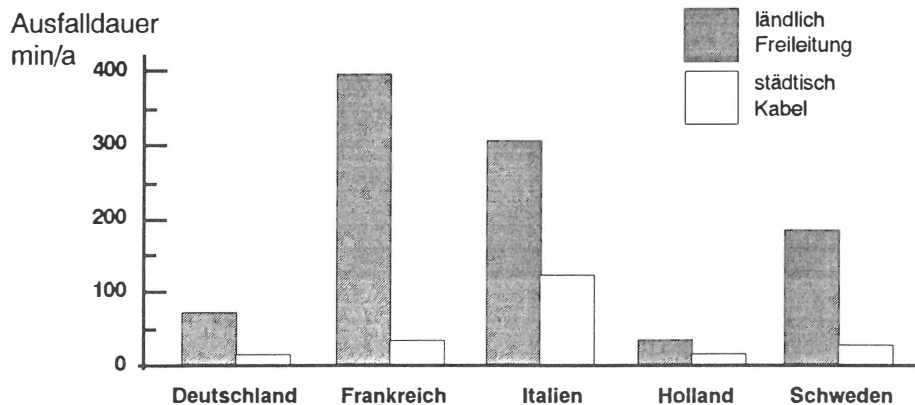
Der Trend zu verkabelten Energieverteilungsnetzen, metallgekapselten Schaltanlagen und berührungssicheren Anlagen ermöglicht es, die Betriebsdaten durch neuartige Sensoren zu erfassen. Diese Sensoren sind beispielsweise in den Basiselementen der Kabelgarnituren integriert. Bei Spannungssensoren, welche heute in viele Anlagenkomponenten integriert worden sind und deren Anforderungen in den entsprechenden Normentwürfen /1/ vorliegen, ist dabei schon ein recht hoher Stand der Technik erreicht.

Der vorliegende Beitrag beschreibt die über die in den Normentwürfen beschriebene Anwendung der Betriebsspannungsmessung hinausgehenden Anwendungen des Spannungssensors sowie die durch zusätzliche integrierte Stromsensoren möglichen Anwendungen. Beide Sensoren werden schon bei der Herstellung in die jeweiligen Armaturen eingebaut. Die Definition geeigneter Schnittstellenbedingungen für die Signalleitungen und die Datenleitungen der benötigten Auswertegeräte ermöglicht den Einsatz der Sensoren für alle erdenklichen Arten der Betriebsdatenerfassung und On Line-Diagnostik der Anlagen sowie für die Analyse der Fehler im Netz. Die integrierten Sensoren liefern auf diese Weise einen wertvollen Beitrag zur Erhöhung der Betriebssicherheit von Schaltanlagen, zur Verminderung der Wartungskosten und schließlich zur Senkung der Primärtechnikkosten.

2. Bedeutung der integrierten Sensortechnik für die Stationsleittechnik

Die Automatisierung technischer Funktionsabläufe ermöglicht in vielen Bereichen der Technik beachtliche Einsparungen und öffnet zudem ein weites Feld neuer Anwendungsmöglichkeiten. Dies gilt auch für die Stationsleittechnik in Hochspannungsschaltanlagen. Aus Kostengründen werden bislang vorzugsweise Hochspannungsnetze ab Nennspannungen von 110 kV mit Leittechnik ausgestattet. Es sind jedoch auch Mittelspannungsschaltanlagen mit moderner, kostengünstiger Stationsleittechnik auszustatten und damit eine Eigenüberwachung der einzelnen Anlagen bzw. eine Fehlerprotokollierung und -analyse zu realisieren.

Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern ist auch die Verfügbarkeit deutscher Verteilernetze recht hoch.



Quelle : Studienkomitee Distribution der Unipede, Arbeitsgruppe Distribution : Economic-Quality

Bild 1:
Mittlere Ausfalldauer
in Verteilernetzen

Dies wird unter anderem durch einen entsprechenden Personalaufwand für den Unterhalt und die Wartung der Anlagen erreicht. Durch den Einsatz moderner Stationsleittechnik kann diese hohe Verfügbarkeit mit weniger Personaleinsatz rationeller erreicht werden.

Bislang werden Mittelspannungsschaltanlagen durch routinemäßige Kontrollgänge oder im Fehlerfall bei Bedarf von entsprechend geschultem Personal gewartet. Dies hat neben dem hohen Personalaufwand auch noch eine Reihe anderer Nachteile.

Die notwendige Zeit zum Auffinden und Beheben von Netzfehlern kann oft recht lang sein, da die einzelnen Schaltanlagen zuerst aufgesucht werden müssen und die erforderlichen Schalthandlungen und sonstige Maßnahmen vor Ort durch Personaleinsatz durchgeführt werden müssen.

Die rechtzeitige Erkennung von Fehlern und abnormalen Betriebszuständen durch akustische oder optische Sinneswahrnehmungen des Bedienpersonales und entsprechendes Handeln ist besonders bei gekapselten Schaltanlagen fast unmöglich.

Die elektrisch beanspruchten Teile der Anlage sind nicht einsehbar und die Schallausbreitung nach außen ist durch die Kapselung stark eingeschränkt. Geräusche sind von außen durch den Menschen nicht wahrnehmbar oder sie sind stark verändert. Der Geruchssinn als Mittel der Fehlererkennung scheidet ebenso aus.

Zur rechtzeitigen Erkennung von Fehlern und besonderen Betriebszuständen müssen daher geeignete Sensoren eingesetzt werden.

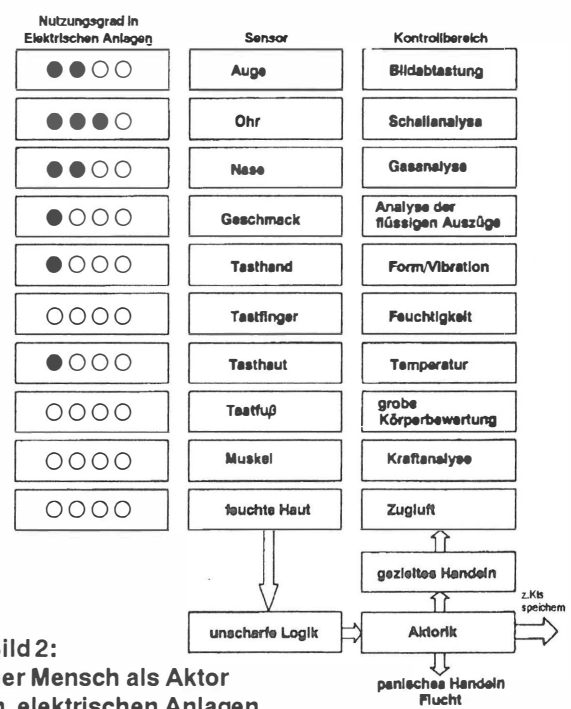


Bild 2:
Der Mensch als Akteur
in elektrischen Anlagen

Klassische Strom- und Spannungswandler sowie Sensoren, die den Zustand der Isoliermedien Gas und Öl sowie deren Temperaturen erfassen, würden die Kosten für Sensorik soweit ansteigen lassen, so daß schließlich sie und nicht die Auswertelogik im System kostenbestimmend wären. In der Meßtechnik der Nieder- und Mittelspannungsnetze stellt sich die Situation heute genauso dar: Die Meßdatenverdichtung und -speicherung einschließlich der späteren Auswertung ist kein Kostenproblem mehr, wohl aber die Sensoren von z. B. 16 Meßkanälen.

Der Erfolg der Stationsleittechnik wird demnach im wesentlichen davon abhängen, ob kostengünstige, zuverlässige und zudem wenig Raum beanspruchende Sensoren entwickelt werden können, die den Anforderungen digitaler Datenverarbeitung in EM-gestresster Umgebung angepaßt werden können. Im vorliegenden Beitrag werden Sensoren beschrieben, die vorzugsweise in ohnedies benötigte Kabelarmaturen oder Anlagenkomponenten integriert werden können.

Der aktuelle Schwerpunktbedarf an zu erfassenden Betriebsdaten erfordert die Messung von:

- Betriebsspannungen und -ströme
- transienten Impulsspannungen und -ströme
- Teilentladung
- Gasdichte innerhalb von GIS-Anlagen
- abnormalen Betriebszuständen (z.B. Erdschluß)

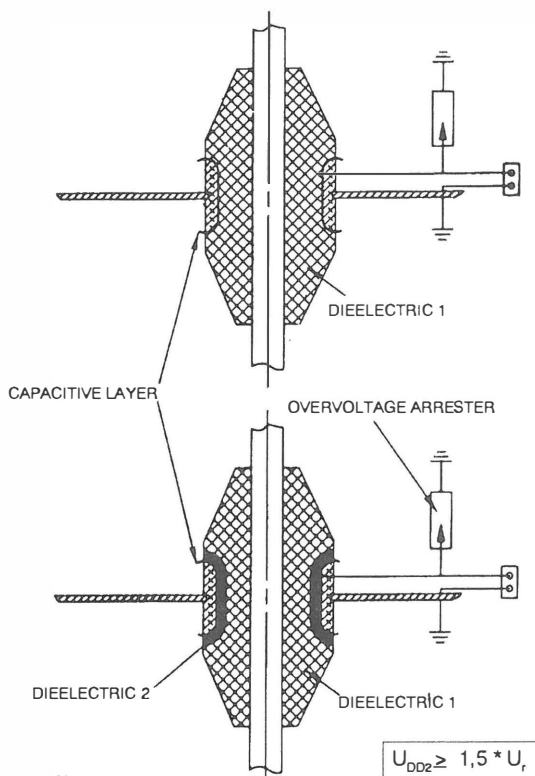


Bild 3:
Spannungssensor
in Gerätedurchführung

Die in Anlagenkomponenten integrierten Spannungssensoren und die zugehörigen Anzeigegeräte sind schon seit mehreren Jahren im Einsatz und auch in einem entsprechenden Normentwurf EDIN VDE 0681 T.7 festgelegt. Diese als kapazitive Beläge ausgeführten Sensoren werden in Steckanschlüsse, Stromwandler, Anlagendurchführungen und Stützisolatoren integriert. Neben der Grundfunktion als Spannungsanzeige können sie sowohl zur Messung der Betriebsspannung und transienter Überspannungen als auch als Ankopplung zur Messung des Teilentladungsverhaltens verwendet werden.

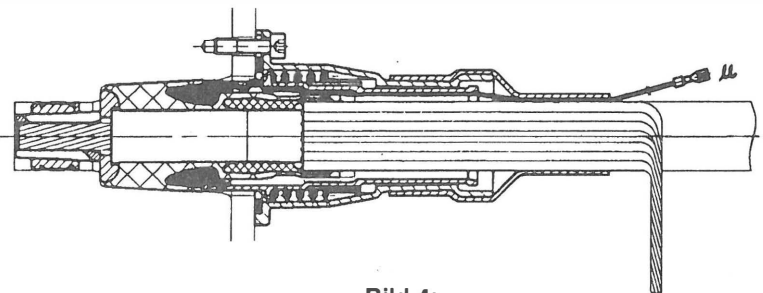


Bild 4:
Spannungsmessbelag im
Stecker ist zugleich Feldsteuerung

Gelegentlich ist es auch möglich, Bauteile, die der Steuerung der elektrischen Felder an Durchführungen und Kabelenden dienen, zusätzlich auch als Meßbeläge für Spannungssensoren zu nutzen. Auch für kostengünstige integrierte Stromsensoren besteht großer Bedarf, da Umbauwandler bei geschirmten Einleiterkabeln schwierig einsetzbar sind und zudem Kosten und Raumbedarf ihre Anwendung behindern. Hier stellt eine in der Armatur integrierte Rogowski-Spule eine vorzügliche Alternative dar. Als Luftspule ausgeführt, hat sie keine Sättigungsprobleme und die Beeinflussung durch benachbarte stromführende Leiter ist trotz der kompakten Bauweise der Anlagen vernachlässigbar gering. Außerdem braucht der Schirm der Einleiterkabel nicht wie bei Umbauwandlern speziell behandelt zu werden.

In Verbindung mit dem Spannungssensor kann dieser Stromsensor zur Ermittlung aller aus Spannung und Strom ableitbaren Größen wie Leistung, Energie, Energierichtung, Phasenlage und Stromrichtung verwendet werden. Eine technische Lösung für Sammelschienen in Niederspannungsanlagen wurde als "Schienensensor" bereits realisiert und auf dem Markt eingeführt.

Zur Erfassung und Auswertung der von den integrierten Sensoren zur Verfügung gestellten Signale werden elektronische Meß- und Anzeigegeräte verwendet, die in der Regel Eingangsimpedanzen im $G \Omega$ -Bereich aufweisen und zumindest für Standardfunktionen keine Fremdenergieversorgung benötigen. Ein EMV-gerechter Aufbau gewährleistet auch unter schwierigen Bedingungen einen stör sicheren Betrieb der Geräte. Eine Ankopplung dieser Geräte an andere Rechner muß über Standardschnittstellen möglich sein oder möglichst gemacht werden.

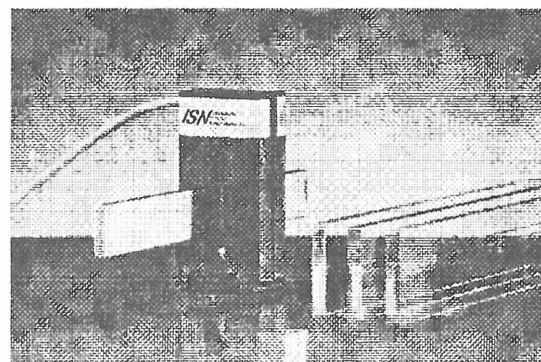


Bild 5:
Schienensensor
für Strom und Spannung sowie
abgeleitete Größen 0....20mA

Der Einsatz der beschriebenen Sensoren auf allen Spannungsebenen dient zunächst dazu, die Betriebszustände des Netzes sicher zu erfassen und mittels angepaßter Auswertesysteme anzuzeigen. Neben der Information über den Betriebszustand dienen diese Anzeigen beispielsweise einer einfachen Fehlerortermittlung. Insbesondere ist hierbei an die Kurzschluß- und Erdschlußrichtungsanzeige gedacht. Diese kann durch digitale Signalfortschreibung und anschließende Weiterverarbeitung besonders zuverlässig und elegant gelöst werden.

Ein weiterer Anwendungsbereich ist in der Lebensdauerermittlung von Apparaten und in der Fehleranalyse zu sehen. Der bisherige Wartungsaufwand in Form von Routinekontrollen kann durch die integrierten Sensoren mit nachgeschalteter "Auswerteintelligenz" reduziert werden. Eine eventuelle Wartung kann bei vorliegender automatischer Fehleranalyse zielgerichteter erfolgen als bisher. Schließlich besteht in Stationen ohne Bedienpersonal oder Fernsteuerung die Möglichkeit, diese mit automatischen Schaltfunktionen auszustatten, welche aus den jeweiligen vor Ort herrschenden Betriebszuständen abgeleitet werden. Dabei können die Meßwerte mehrerer Sensoren logisch zu Schaltfunktionen verknüpft werden.

Bild 6 zeigt ein schematisches Übersichtsbild einer automatisierten Mittelspannungsschaltanlage. Eine Vor-Ort-Schaltanlagensteuerung erfaßt alle in der Station anfallenden Betriebsdaten wie Ströme, Spannungen, Isoliergaszustände, Temperaturen. Diese werden ständig auf Fehlerzustände oder gefährliche Betriebszustände hin überprüft und gegebenenfalls wird vor Ort eine geeignete Schalthandlung durchgeführt, oder es wird eine entsprechende Meldung über eine Datenleitung abgesetzt. Auch die zugehörige Niederspannungsverteilung kann in diese automatische Überwachung mit einbezogen werden, insbesondere, wenn die fehlende Schutzwirkung von NH-Sicherungen bei Lichtbogenstörungen dabei ausgeglichen wird.

Durch eine Datenverbindung zu den jeweils benachbarten Schaltanlagen können wichtige Daten, wie Kurz- oder Erdschlußrichtung, weitergeleitet, aber auch empfangen werden. Dadurch ist es möglich, im Fehlerfall die Netztopologie sehr schnell an die neue Situation optimal anzupassen.

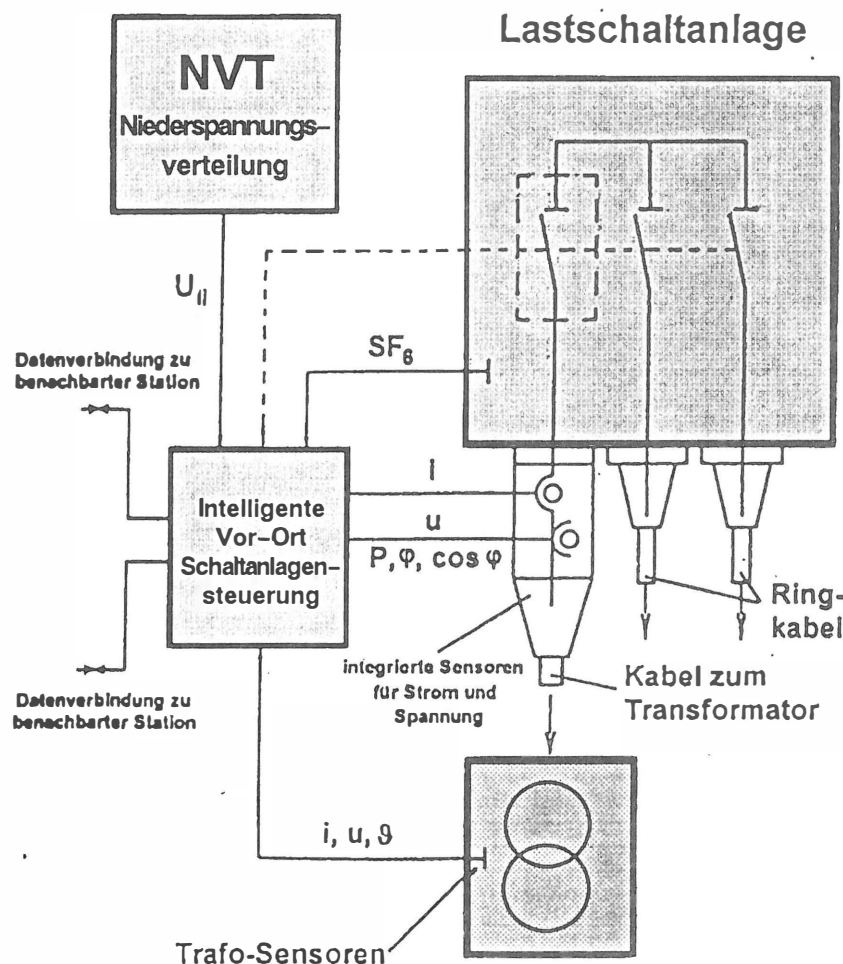


Bild 6:
Blockschaltbild einer automatisierten
Mittelspannungs-Lastschaltanlage

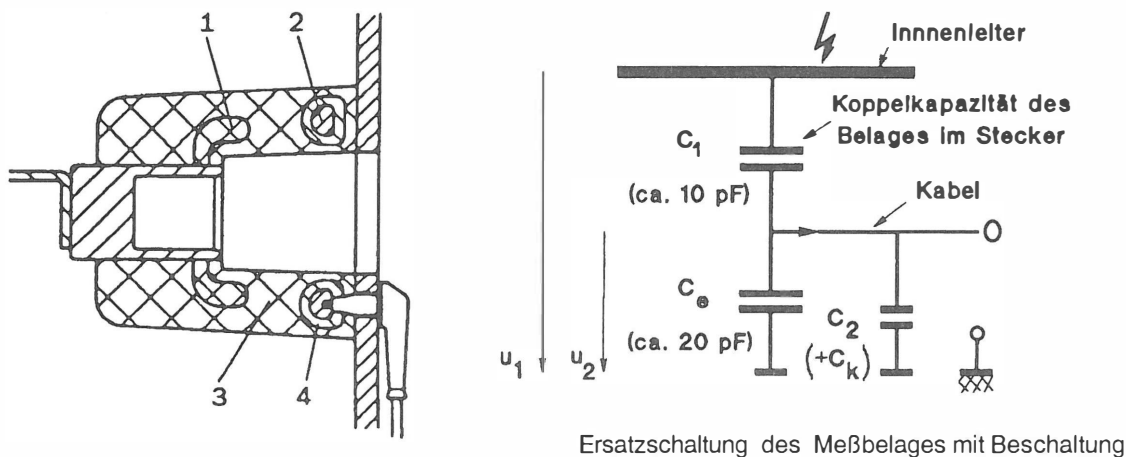
3. Integrierte Sensoren zur Messung von Strömen, Spannungen und sonstiger Betriebszustände

3.1 Spannungsmessung mit integriertem kapazitiven Meßbelag

Ein in einem Anlagenbauteil eingegossener kapazitiver Meßbelag ermöglicht auf einfache Art und Weise die Messung der Betriebsspannung. Der Meßbelag kann für unterschiedliche Arten der Spannungsmessung verwendet werden:

- optische Spannungsanzeige (Spannung ja/nein)
- Messung der aktuellen Betriebsspannung (50 Hz)
- Messung kurzzeitiger transienter Überspannungen

Die Wirkungsweise eines solchen kapazitiven Meßbelages wird am Beispiel einer Kabelsteckerbuchse für das bei Leistungsschalteranlagen übliche Innenkonusstecksystem erläutert. Bild 7 zeigt den prinzipiellen Aufbau und die Ersatzschaltung der Anordnung.



- 1: Aktivteil (z.B. 36 kV)
- 2: Koppel­elektrode
- 3: Betriebsisolation
- 4: Zusatzisolation

Prinzipieller Aufbau einer Kabelsteckerbuchse mit integriertem kapazitivem Meßbelag

Bild 7:

Spannungsmessung mit einem kapazitiven Meßbelag in einer Kabelsteckerbuchse

Ein optischer Spannungsanzeiger nach E DIN VDE 0681 T. 7 ermöglicht eine einfache Spannungs­kontrolle. Für diesen Zweck wird über die Koppelkapazität C_1 des Meßbelages Energie ausgekoppelt, welche bei entsprechender Dimensionierung der rein passiven Anzeigeschaltung ausreicht, um eine sichere und eindeutige Spannungs­anzeige zu erhalten. Es handelt sich dabei nicht um eine quantitative Spannungsmessung, sondern nur um die Anzeige der Information, ob Betriebsspannung vorhanden ist oder nicht.

Zur Messung der Betriebsspannung wird der Meßbelag mit einer Sekundärkapazität C_2 beschaltet, die im allgemeinen schon durch das verwendete Koaxkabel darstellbar ist. Dadurch ergibt sich an der Sekundärkapazität C_2 folgende Spannung u_2 :

$$u_2 = u_1 \cdot \frac{C_1}{C_1 + C_e + C_2}$$

Diese Spannung u_2 wird für die quantitative Messung der anliegenden Betriebsspannung verwendet. Die entsprechende Anzeigeschaltung darf dabei aber den Meßabgriff nicht wesentlich belasten, d.h. die Eingangsimpedanz der Anzeigeschaltung muß hochohmig sein.

In der obigen Norm wurde eine Ergiebigkeit von $2,5 \mu A$ festgelegt (Nennbedingung). Zur Messung transienter Spannungen wird dieselbe Anordnung verwendet, d.h. die Messung erfolgt mit dem aus C_1 und C_2 bestehenden kapazitiven Spannungsteiler. Um auch relativ steile Spannungsverläufe richtig messen zu können, darf das Verbindungskabel zwischen dem Meßbelag und dem sekundären Beschaltungsteil jedoch eine gewisse Länge (wenige m) nicht überschreiten, da sonst die Übersetzung des kapazitiven Spannungsteilers frequenzabhängig wird.

Bild 8 zeigt die Messung eines Blitzstoßspannungsverlaufes. Zur Kontrolle wurde der Verlauf der Blitzstoßspannung auch mit einem externen Spannungsteiler gemessen.

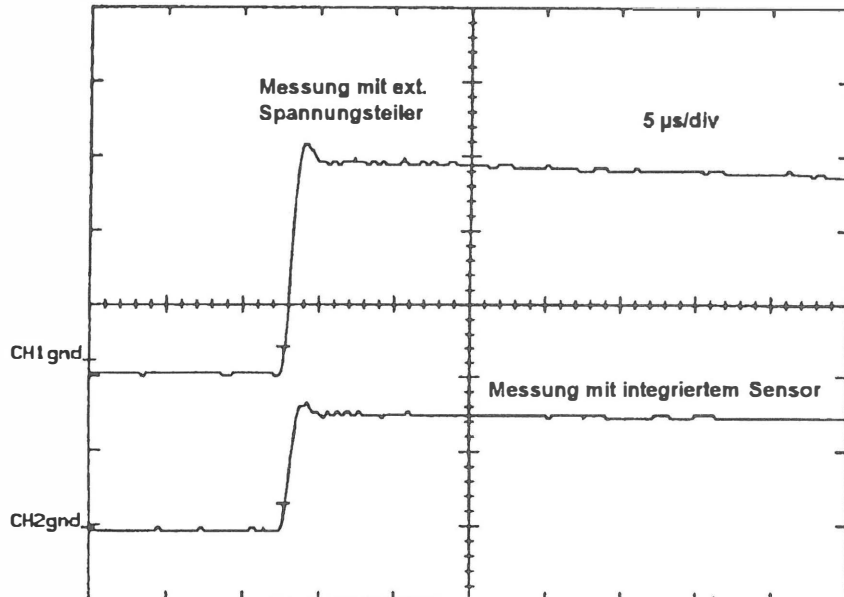


Bild 8:
Messung transienter Spannungen
mit integriertem kapazitivem
Spannungssensor

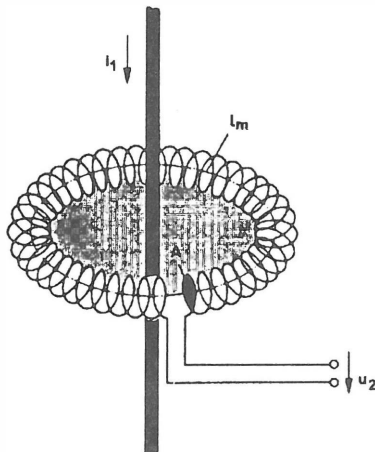
Es ist klar zu erkennen, daß der integrierte kapazitive Sensor den Verlauf der Blitzstoßspannung $1,2/50 \mu s$ richtig mißt und somit auch die Messung transienter Spannungen ermöglicht.

3.2 Strommessung mit integriertem Stromsensor

Wie die Messung der Betriebsspannung ist auch die Messung von Betriebsströmen durch in den Anlagenteilen integrierte Sensoren möglich. Als Sensor wird eine Luftspule verwendet, welche radial um einen vom Betriebsstrom durchflossenen Leiter angeordnet ist. Bild 9 zeigt das Funktionsprinzip dieses Stromsensors.

Der Vorteil der Luftspule ist, daß keine Sättigungseffekte auftreten und daß die Grenzfrequenz der Messung je nach der Anzahl der Windungen bis etwa 1 MHz reicht. Dadurch können auch transiente Ströme, wie sie bei Überspannungsvorgängen (Blitzüberspannungen und Schaltvorgänge) auftreten, noch richtig gemessen werden.

Der wesentliche Nachteil einer Luftspule liegt darin, daß die induzierte Spannung sehr klein ist. Die Integration der Meßspannung u_2 muß daher mit einem entsprechend empfindlichen aktiven Integrierer erfolgen. Um zu verhindern, daß bei hochfrequenten Vorgängen über das elektrische Feld zu große Störspannungen eingekoppelt werden, muß die Induktionsspule mit einer entsprechenden Abschirmung ausgestattet werden.



$$u_2(t) = K \cdot n \cdot A \cdot \frac{di(t)}{dt}$$

K: Geometriekonstante
n: Windungszahl

Bild 9:
Strommessung mit integrierter
Induktionsspule (Luftspule)

Bild 10 zeigt die Messung eines 50 Hz Stromes von 1 kA Stromamplitude mit einem in einem Kabelstecker integrierten Stromsensor (Luftspule). Sowohl in der Amplitude als auch in der Phasenlage beider Signale sind keine nennenswerten Abweichungen zu erkennen.

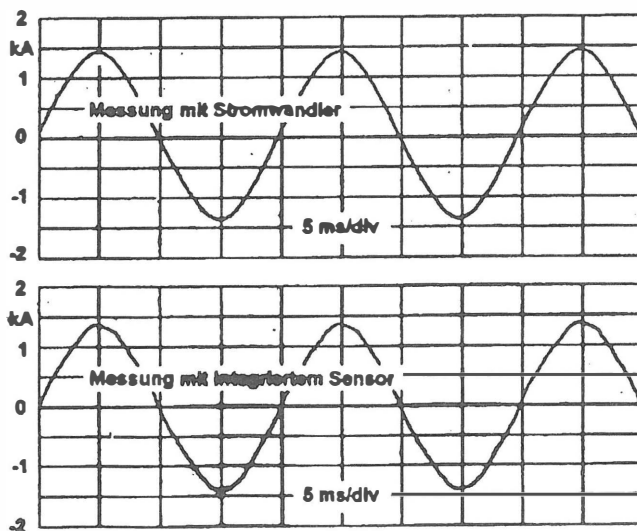


Bild 10:
Messung eines 50 Hz-Betriebsstromes
mit einem im Kabelstecker integrierten
Stromsensor (Rogowski-Spule).

Bild 11 zeigt ein Oszillogramm eines Blitzstromverlaufes 8/20 μ s mit 10 kA Stromscheitelwert. Dieser transiente Strom wurde mit dem integrierten Stromsensor und zum Vergleich mit einem externen Pearson-Stromsensor gemessen.

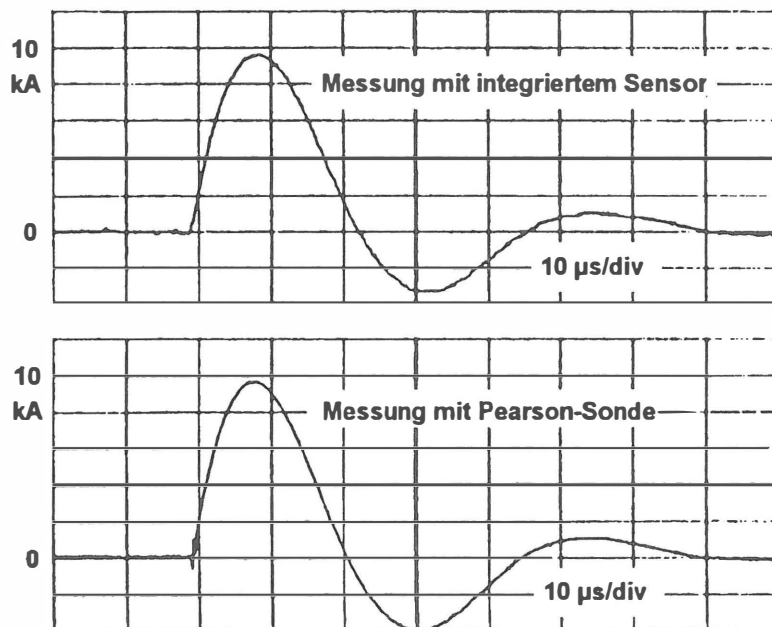


Bild 11:
Messung eines Stoßstromes der Form 8/20 μ s mit 10 kA Stromscheitelwert mit einem im Kabelstecker integrierten Stromsensor

Auch hier gibt es keine wesentlichen Unterschiede zwischen beiden Meßsignalen. Die Messung relativ hochfrequenter Ströme ist also prinzipiell möglich.

Bild 12 zeigt ein Schnittbild durch einen Kabelstecker mit integrierten Sensoren für Spannungs- und Strommessung. Der kapazitive Meßbelag dient gleichzeitig als Feldsteuerungsbelag im Kabelendverschluß. Er ist nicht direkt geerdet sondern wird über ein Kabel kontaktiert und nach außen geführt. Abhängig von der Art der Spannungsmessung oder -anzeige wird dieser Belag am Ende des Anschlußkabels unterschiedlich beschaltet. . (Bild 7)

Der Stromsensor ist als koaxiale Induktionsspule auf einem Trägermaterial ausgeführt und liegt in einem Bereich, in welchem kein elektrisches Feld auftritt. Es sind auch Ausführungen denkbar, wo der Stromsensor durch eine Luftspule in Form eines Feldsteuerbelages ausgeführt ist. Dann dient diese räumliche Spule zur Feldsteuerung, zur Spannungsmessung und zur Strommessung. Um das gewünschte stromproportionale Meßsignal zu erhalten, muß das Sensorsignal mit einem aktiven Integrator integriert werden.

Es ist jedoch auch möglich, anstatt der Luftspule eine Wicklung auf einem Magnetkern zu verwenden und diese als konventionellen Stromwandler zu betreiben, wodurch die Messung aber auf rel. kleine Signalfrequenzen und begrenzte Dynamik beschränkt bleibt.

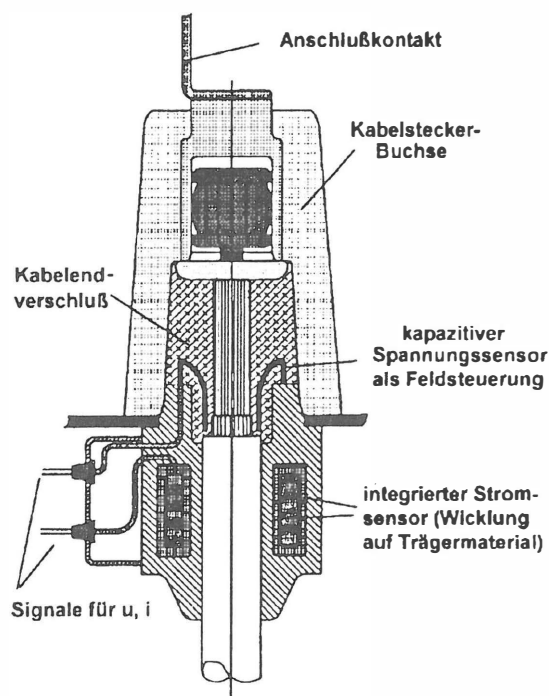


Bild 12:
Schnittbild durch einen Kabelstecker mit integrierten Sensoren für Spannungs- und Strommessung (kapazitiver Meßbelag und Induktionsspule).

Obwohl ein in einem Steckanschluß integrierter Stromsensor schon seit längerer Zeit angeboten wird, konnte er keinen Markt erobern. Neben den zitierten eingeschränkten technischen Eigenschaften sind hierfür wohl vor allem die streng abgegrenzten Zuständigkeiten von Schutzleuten und Betriebsleuten beim Betreiber der Anlagen maßgebend. Somit sind die Anlagenbauer aufgefordert, die Meßeinrichtungen in die Anlagen zu integrieren, was zum einen wegen noch nicht marktfähiger Produkte noch nicht vollzogen wurde, zum anderen aber den Grundpreis der Anlage und die Typenvielfalt erhöht. Dies gilt insbesondere für die unter starken Kostendruck stehenden Lastschaltanlagen. Auf diesem Felde sind also im wesentlichen derzeit nicht mehr die technischen Probleme zu lösen.

3.3 SF6-Gasdichte-Sensor

Die Zusammensetzung und der Druck des Isoliergases (SF₆) in gekapselten Schaltanlagen sind wichtige Betriebsparameter dieser Anlagen. Der Betriebsdruck wird heute bei den meisten Anlagen in regelmäßigen Abständen manuell erfaßt und registriert (Manometer ablesen). Die Gaszusammensetzung wird in der Regel nicht oder nur sporadisch erfaßt. Zur automatischen Erfassung dieser Betriebsparameter wurde ein SF₆-Gasdichte-Sensor entwickelt, welcher nach dem Ultraschallprinzip arbeitet. Der Nachweis des Isoliergases SF₆ erfolgt durch die Messung der Laufzeit kurzer Ultraschallimpulse in einer definierten Gasstrecke. Dabei hängt die Schallgeschwindigkeit und die Schallamplitude am Empfänger von der jeweiligen Gaszusammensetzung und vom Druck ab. Bild 12 zeigt den prinzipiellen Aufbau dieses Sensors. Der Ultraschallsender und der Empfänger sind in einem Abstand von ca. 10 cm in einem Kunststoffrohr angeordnet, welches sich in dem zu überwachenden Gasraum befindet. Die Messung der Gaszusammensetzung und des Gasdruckes erfolgt durch die Ermittlung der Laufzeit einer Ultraschallwelle vom Ultraschallgeber zum Empfänger. Aus dem Verhältnis der Amplitude des Empfängersignales A₁ zum Sendersignal A₂ kann zusätzlich der Gasdruck ermittelt werden. Die Schallgeschwindigkeit ist nahezu unabhängig von den Gasmischungsverhältnissen, jedoch besteht eine geringe Temperaturabhängigkeit (ca. 0,25 bis 0,5 m/s pro °C).

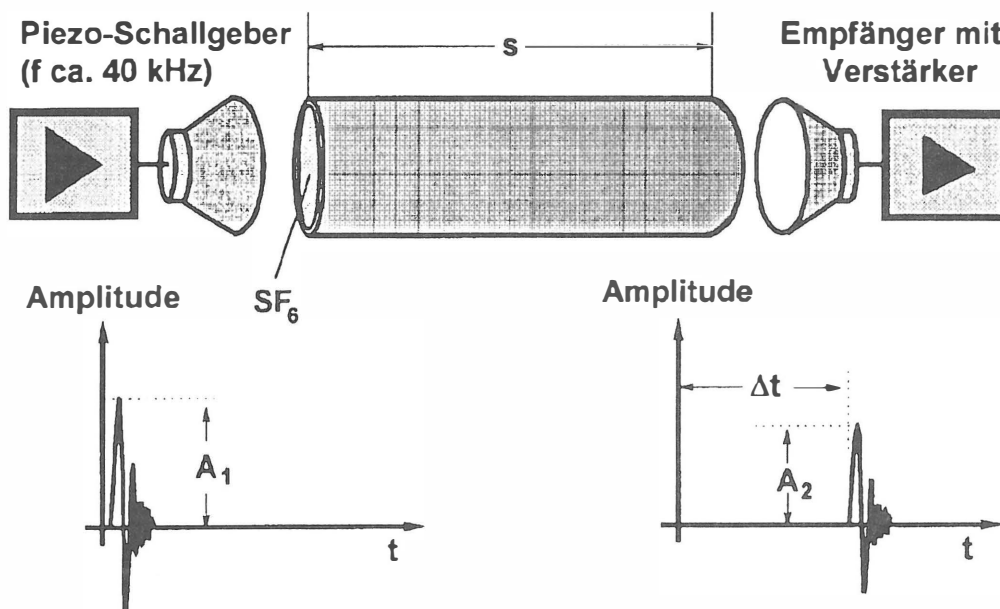


Bild 13:
Prinzipieller Aufbau eines
SF₆-Gasdichte-Sensors

Bild 14 (a) zeigt die Abhängigkeit der Empfängeramplitude von Gasdruck bei unterschiedlichen Gasmischungsverhältnissen, Bild 14 (b) die Abhängigkeit der Schallgeschwindigkeit vom SF₆-Mischungsverhältnis.

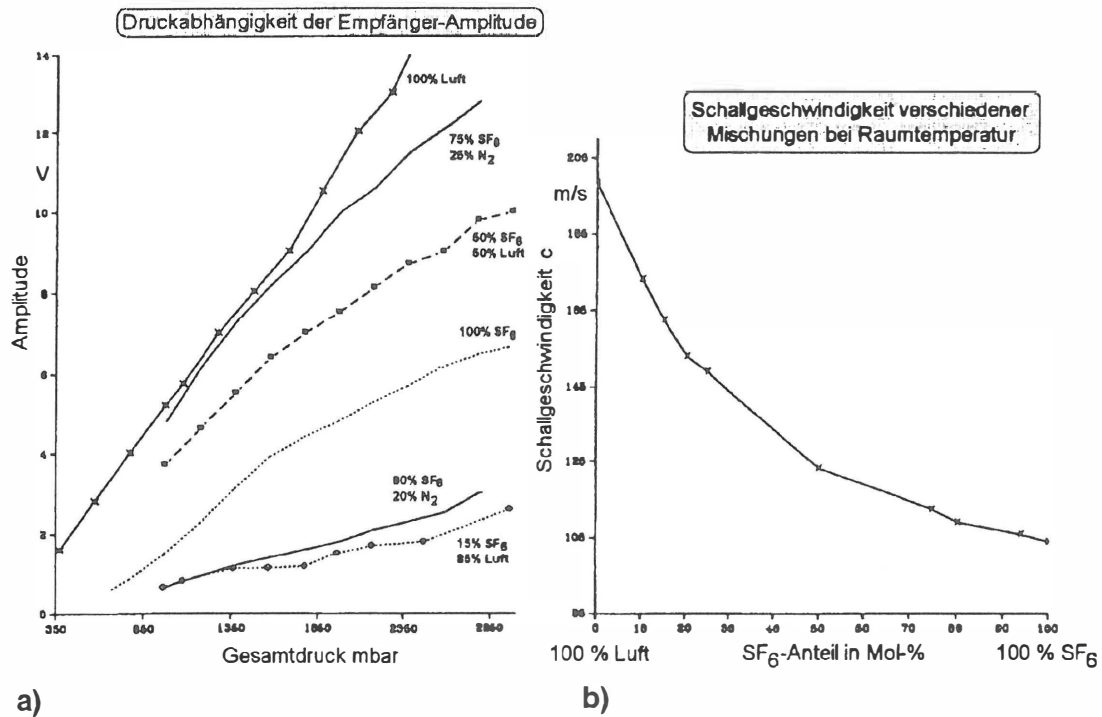


Bild 14:
Einfluß des Gasmischungsverhältnisses und des Druckes auf die Schallausbreitung in SF₆-Luft-Gasgemischen

Da die Amplitude des empfangenen Schallsignales auch von der Temperatur beeinflusst wird, wurde ein Temperatursensor integriert, mit dessen Hilfe eine entsprechende Kompensation des Temperatureinflusses vorgenommen wird. Eine gasisolierte Schaltanlage hat eine Vielzahl einzelner Gasräume, deren Gasdichte überwacht werden soll. Für diesen Zweck ist der oben beschriebene Gasdichte-Sensor mit einem seriellen Bus-Interface ausgestattet. Dadurch können eine Vielzahl einzelner Sensoren über einen gemeinsamen Datenbus erfaßt werden. Eine EMV-sichere Auslegung des Businterface gewährleistet auch in stark gestörter Umgebung (Trennerschaltungen in GIS) einen ungestörten Betrieb.

4 Anwendungsbeispiele

Im folgenden wird anhand einiger Beispiele aufgezeigt, wie die integrierte Sensortechnik zur Fehlererkennung und -analyse und auch zur On-Line-Überwachung von Betriebsmitteln eingesetzt werden kann.

4.1 Fehlererkennung und Fehlerortung

Bild 15 zeigt die zeitlichen Verläufe von Spannung und Strom während eines Kurzschlusses in einem Mittelspannungsnetz.

Durch die Messung der zeitlichen Verläufe von Strom und Spannung kann die Fehlerrichtung durch die Ermittlung des Impedanzwinkels φ schnell ermittelt werden. Dieser wird wie in Bild 9 gezeigt durch die Extrapolation des Spannungsverlaufes über den Zeitpunkt des Fehlereintrittes hinaus aus den Nulldurchgängen des Fehlerstromes und der extrapolierten Spannung ermittelt. Die Zeit zwischen dem Fehlereintritt und der Messung des Phasenwinkels φ wird so gewählt, daß ein eventuell vorhandenes Gleichstromglied im Stromverlauf bereits abgeklungen ist.

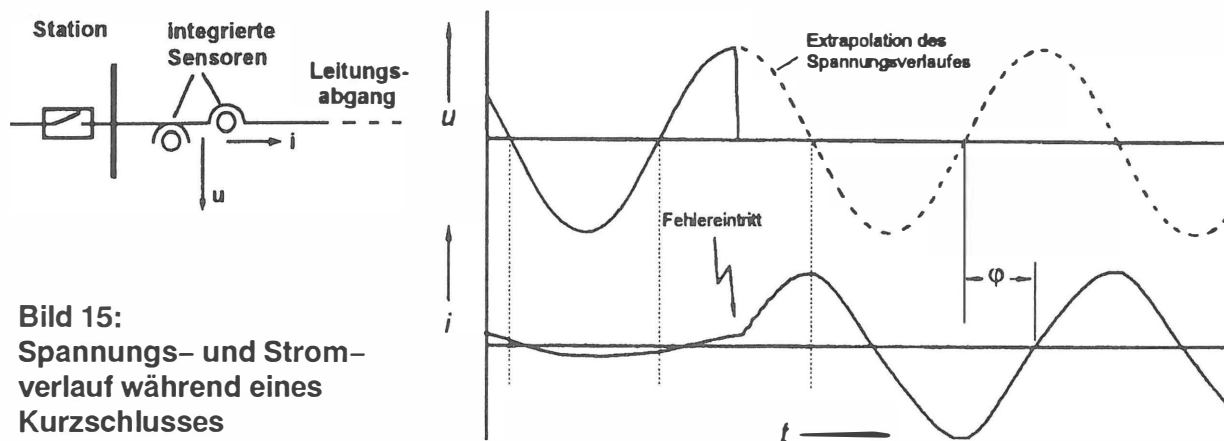


Bild 15:
Spannungs- und Strom-
verlauf während eines
Kurzschlusses

Auch Erdschlüsse und deren Richtungen in nicht wirksam geerdeten Netzen können auf diese Weise erkannt werden.

Bild 16 zeigt den Verlauf einer Leiter-Erde-Spannung während eines Fehlereintrittes. Nach dem Fehlereintritt bricht die Spannung nicht schlagartig zusammen sondern erreicht erst innerhalb von 1 bis 2 Netzperioden einen gewissen stationären Verlauf. Dieser ist typisch für eine Lichtbogenentladung (Zünd- und Löschspitzen).

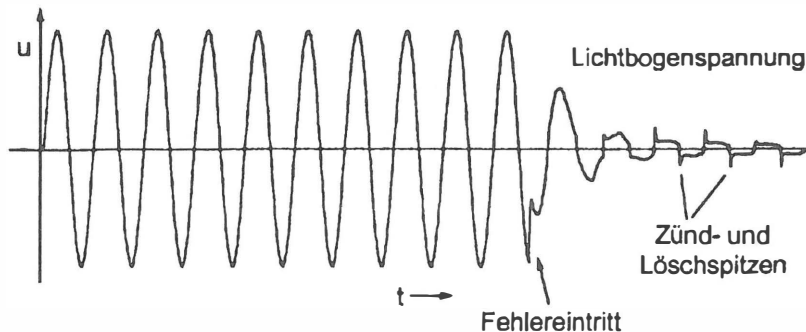


Bild 16:
 Zeitlicher Verlauf der
 Leiter-Erde-Spannung
 während eines Fehlers

Falls beim Auftreten von Fehlern mit Hilfe der integrierten Sensoren und nachgeschalteter, einfacher Aufzeichnungs- und Auswertegeräte die Verläufe von Spannungen und Strömen automatisch erfaßt und gespeichert werden, können dadurch wichtige Informationen über die Fehlerursache, den Fehlerort und evtl. die Fehlerart gewonnen werden.

Wie bereits angedeutet, können in Niederspannungsverteilungen die Lichtbogenspannungen durchaus in die Größenordnung der treibenden Spannung anwachsen, so daß die NH-Sicherungen ihre Schutzfunktion verlieren, da der Lichtbogenstrom nur Nennstromgröße aufweist. Ein Lichtbogensensor, der einen einfachen Vergleich der Kurvenformen der Sinus- und Lichtbogenbrennspannung durchführt, kann hier mit ausreichender Zuverlässigkeit den Mangel beheben.

4.2 Überwachung von Betriebsmitteln

Die On-Line-Überwachung von Betriebsmitteln wird momentan weltweit mit großem Interesse verfolgt und es gibt eine ganze Reihe unterschiedliche Meßmethoden/2/. Für teure Betriebsmittel wie Transformatoren oder gekapselte Schaltanlagen ist auch im Bereich der Mittelspannung ein gewisser Aufwand für die On-Line-Überwachung vertretbar, vor allem wenn die benötigten Sensoren (z.B. kapazitive Meßbeläge) bereits in den verschiedenen Anlagenkomponenten integriert sind und dadurch der Aufwand relativ gering bleibt.

So ist beispielsweise eine grobe Teilentladungsüberwachung durch kapazitive Beläge in den Armaturen (z.B. Kabelsteckerbuchse möglich). Mit der konventionellen Teilentladungsmessung, wo der Meßbelag der Armatur als Koppelkondensator benutzt wird und das TE-Signal des Ankoppelvierpols im Frequenzbereich von ca. 30 – 500 kHz gemessen wird, ist aufgrund der sehr kleinen Kapazität des Meßbelages keine empfindliche TE-Erkennung möglich, sondern nur eine grobe Überwachung. Durch die Messung in höheren Frequenzbereichen (bis einige 100 MHz) kann der Einfluß externer Störer (Radiosender, Funkdienste) deutlich reduziert werden und damit auch die Empfindlichkeit der Messung verbessert werden. Hinzu kommt, daß bei hohen Meßfrequenzen eine gewisse Ortung der TE-Quelle möglich ist, weil die Ausbreitung der hochfrequenten TE-Signale in den einzelnen Anlagenteilen stark unterschiedlich ist. Durch die Messung der TE-Intensität an verschiedenen Stellen, z.B. an den Meßbelägen von Kabelsteckern (Messung im Betrieb, da berührsicher), ist eine qualitative Ortung der TE-Quelle möglich.

Bei Transformatoren ist neben der Teilentladungsmessung auch die Messung der Öltemperaturen von Interesse, da diese die Alterung bzw. den Lebensdauerverbrauch zu ermitteln gestattet. Die Erfassung der Öltemperaturen über längere Zeiträume kann von den in automatisierten Schaltanlagen vorhandenen intelligenten Vor-Ort-Steuerungen durchgeführt werden.

Alle in der Station im Laufe der Zeit erfaßten Betriebsdaten und besonderen Ereignisse werden auf diese Weise automatisch erfaßt und protokolliert. Somit wird quasi ein "Stations-Tagebuch" angelegt, welches alle Informationen enthält, die für Fehleranalysen oder die Beurteilung der Betriebsbedingungen von Geräten erforderlich sind. Solche Möglichkeiten sind bei ohnedies gewählter Automatisierung der Anlagentechnik ein kaum Kosten verursachender Zusatznutzen.

5. Schlußfolgerungen

Digitale Datentechnik hat sich in der Netzleittechnik bewährt und drängt in den Markt der Stationsleittechnik. Mit ihrer weiter zu erwartenden Steigerung des Preis- / Leistungsverhältnisses öffnet sich die Schere zwischen den Kosten für Digitaltechnik und denen der von ihr dringend benötigten Sensoren noch weiter. Exotische Sensoren mit hohem Elektronikaufwand vor Ort sind vermutlich im Mittelspannungsbereich eher die mittelfristige Methode, die Kostenschere zu schließen. Kapazitive und lineare induktive Sensoren, integriert in Anschlußarmaturen von Kabeln an den Geräten, können kurzfristig diese Lücke auffüllen. Nach dem außerordentlichen Erfolg der Spannungssensoren und der Normung der Schnittstelle zur Verarbeitungslogik können weitere Schritte mit induktiven Sensoren und der Definition der Schnittstellen zum digitalen "Datenverbraucher" unternommen werden.

Die Vision moderner Leittechnik ist die ständige Eigenüberwachung aller wichtigen Primärgeräte, welche direkt am Gerät vor Ort erfolgt. Eine Meldung an eine übergeordnete Netzstation erfolgt nur im Fehlerfall, oder wenn gewisse Hinweise über eine Minderung der Funktionstüchtigkeit eines Betriebsmittels vorliegen.

Ein weiteres Ziel ist dabei, die Primärtechnik und auch ganze Anlagenkonzepte durch den Einsatz intelligenter Sekundärtechnik zu vereinfachen (3). Voraussetzung dafür ist, daß die eingesetzte Elektronik mindestens genauso betriebssicher ist wie die bisherige Technik.

Literaturangaben:

- /1/ DIN VDE 0871, Teil 7, 03/91 (Entwurf)
"Spannungsanzeigesysteme"
- /2/ K. Feser:
"Diagnostik für Isoliersysteme der elektrischen Energietechnik:
Entwicklungstendenzen"
ETG-Fachtagung "Isoliersysteme der elektrischen Energietechnik-Diagnostik
und Entwicklungstendenzen", Würzburg, 26.-27. Mai 1992
- /3/ Lennertz, H.: Einführungsvortrag "70 Jahre FGH" 1991
Technischer Bericht 1 – 276, Perspektiven in Forschung und Entwicklung
für die elektrische Energieversorgung, Mannheim-Rheinau, März 1992