Neue Erkenntnisse zum Gas-Monitoring an Transformatoren

Bräsel, E.; GATRON GmbH, Greifswald

1. Einleitung

Leistungstransformatoren enthalten Öl als Dielektrikum und Kühlmittel, welches darüber hinaus auch als Diagnosemedium genutzt wird. Integral über den Aktivteil werden alle Fehlergase vom Öl aufgenommen, die lokal durch thermische bzw. elektrische Anomalien emittiert werden. Zusammen mit den Luftkomponenten liegen die Fehlergase an den Probenahmestellen im Öl gelöst (Kessel) bzw. im Falle von Gasalarmen frei als Buchholzgas (Buchholz-Relais) vor.

Für die Zustandsüberwachung von Transformatoren gibt es zur Analyse der Transformatorgase keine meßtechnische Alternative. Erst wenn durch sie während des Betriebes Befunde erhalten werden, kommen technische Diagnoseverfahren, überwiegend im abgeschalteten Zustand, zum Einsatz, um Ausmaß und Lokalisierung des Fehlers festzustellen.

Diese herausragende Rolle der Transformatorgase fordert die interdisziplinäre Erschließung aller ihrer Reserven heraus. Das bedeutet, Zustandsdiagnosen schneller und zuverlässiger zu erstellen sowie Gasalarm-Prognosen zu ermöglichen.

Die weltweite Verbreitung der Analyse der Transformatorgase wird durch die aktuelle CIGRE Task Force 15.01.07 "New techniques for dissolved gas-oil analysis" [1] belegt. Hervorgehoben wird darin auch der Einsatz von Online-Geräten zur Analyse im Öl gelöster Fehlergase. Der erreichte Fortschritt wird auf den Einsatz von Sensoren, die mit gaspermeablen Polymermaterialien geschützt sind, zurückgeführt. Absolut führend sind Geräte zur Messung des im Öl gelösten Wasserstoffs. Durch diese ist es in Kombination mit Laboranalysen möglich, ein Real-Time Monitoring zu realisieren. Auffällig werdende Transformatoren können dann durch kurzzyklische manuelle bzw. durch Online-Vollanalysen der im Öl gelösten Fehlergase [2] begleitet werden.

Bereits im Frühjahr 1998 haben die deutschen Verbundunternehmen eigene Empfehlungen speziell zum Gas-Monitoring von luftatmenden Großtransformatoren formuliert [3]: Der Gasgehalt, die Zusammensetzung der gelösten Gase,

der Füllstand im Buchholz-Relais und möglichst auch die Zusammensetzung der ungelösten Gase sollen bestimmt werden. Damit wurde erstmals die Einbeziehung der ungelösten Transformatorgase in die Online-Überwachung empfohlen. Gestützt war dies durch die Entwicklung eines verbesserten Gassammelrelais [4], welches empfindlich und in Raten Gasansammlungen lange vor Ansprechen des Buchholz-Relais erfassen kann.

Angeregt durch diese Empfehlungen wurden auf der Grundlage der Kenntnisse über den Gashaushalt [5] die neue Überwachungsphilosophie „Real-State Gas-Monitoring" und der „Trafo-Gasmonitor" TGM entwickelt. Erste Betriebserfahrungen werden vorgestellt.

2. Stand der gasanalytischen Transformatorendiagnostik

Der Stand der Technik der gasanalytischen Transformatorendiagnostik (GTD) wird in den Standards IEC 60567 (Probenahme und Analytik) und IEC 60599 (Bewertung) dargestellt. Bild 1 zeigt einen methodischen Gesamtüberblick.

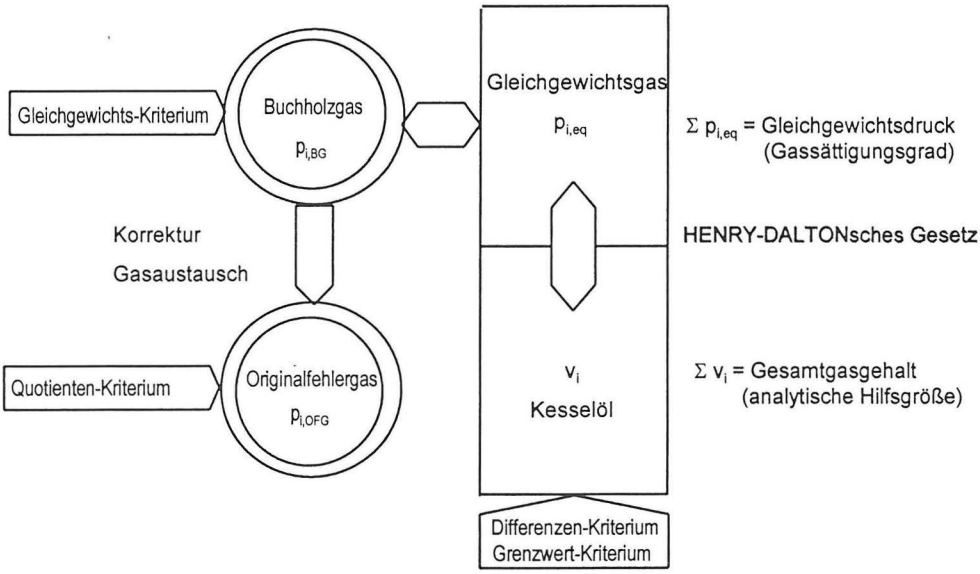


Bild 1 Prinzipschema der gasanalytischen Transformatorendiagnostik

Aus am Transformator entnommenen Kesselölproben werden im Labor die gelösten Gase extrahiert. Als analytische Hilfsgröße wird der Gesamtgasgehalt (Σv_i) erhalten. Das extrahierte Gas wird dann gaschromatographisch analysiert. Aus der Gaszusammensetzung und dem Gesamtgasgehalt werden die im Öl gelösten Gaskomponentenkonzentrationen errechnet.

Zunehmend erfolgt bei großen bzw. wichtigen Transformatoren der Einsatz von Online-Gasanalysatoren für im Öl gelöste Fehlergase. Als Fehlergasfrühwarnsysteme messen sie Wasserstoff bzw. brennbare Gase mit membranbedeckten Sensoren. Diese Systeme überbrücken die Zeit zwischen zwei Laboranalysen (Real-Time).

Dagegen sind die Diagnosesysteme zur Vollanalyse mit IR-Spektrometern bzw. Gaschromatographen als Detektor ausgestattet. Die Gasbereitstellung aus dem Öl erfolgt entweder ebenfalls über gaspermeable Membranen oder mittels Vakuumextraktionseinheit. Die Diagnosesysteme enthalten als Software die bekannten Beurteilungskriterien und dienen der Fehlerbegleitung.

Weiterhin werden tragbare Meßgeräte eingesetzt, die nach der Probenahme direkt am Transformator die Analyse ausgewählter Transformatorgase gestatten [6].

Die gemessenen Gaskomponentenkonzentrationen werden durch die Anwendung von empirischen Beurteilungskriterien zur Diagnose herangezogen. Die Beurteilungskriterien sind aus statistischen Erhebungen für Fehlergaskonzentrationen unter elektrotechnisch definierten Bedingungen entstanden:

- Differenzen-Kriterium

  Zeitliche Darstellung einer Fehlerentwicklung. Die Aktualität eines Fehlers wird durch den Zeitabstand zweier Analysen bestimmt. Der Fehlergasanstieg in diesem Zeitabstand ist die Entwicklungsgeschwindigkeit.

- Grenzwert-Kriterium

  Das erreichte Fehlergasniveau charakterisiert die Ausprägung des Fehlers.

- Quotienten-Kriterium

  Bei entsprechender Ausprägung des Fehlergasniveaus kann die Fehlerart bestimmt werden.

Bei Gasalarmen anfallendes Buchholzgas wird analog dem extrahierten Gas ebenfalls gaschromatographisch analysiert. Die Fehlergasgehalte sind durch ein physikalisch begründetes Beurteilungskriterium diagnosegeeignet:

- Gleichgewichts-Kriterium

  Die v_i-Werte werden mittels des Henry-Daltonschen Gesetztes in fiktive Gleichgewichtsgaswerte ($p_{i,eq}$) umgerechnet. Damit ist ein direkter Vergleich mit den $p_{i,BG}$-Werten möglich. Sind letztere mindestens für eine Fehlergas-

komponente größer, liegt von der Herkunft ein Fehlergas vor. Aus dem Größenverhältnis wird die Spontanität des Fehlers abgeleitet.

In IEC 60599 wird prinzipiell ausgeführt, daß Buchholzgase durch den Gasaustausch mit dem Öl verändert sind und für die Anwendung des Quotienten-Kriteriums ihre Fehlergasgehalte umgerechnet werden müssen.

Vorhandene Reserven der gasanalytischen Transformatorendiagnostik sollen aus dem Gashaushalt abgeleitet werden.

3. Gashaushalt von luftatmenden Öltransformatoren

Der Gashaushalt eines luftatmenden Öltransformators ist in Bild 2 schematisch für die verschiedenen gasanalytisch definierbaren Zustände dargestellt:

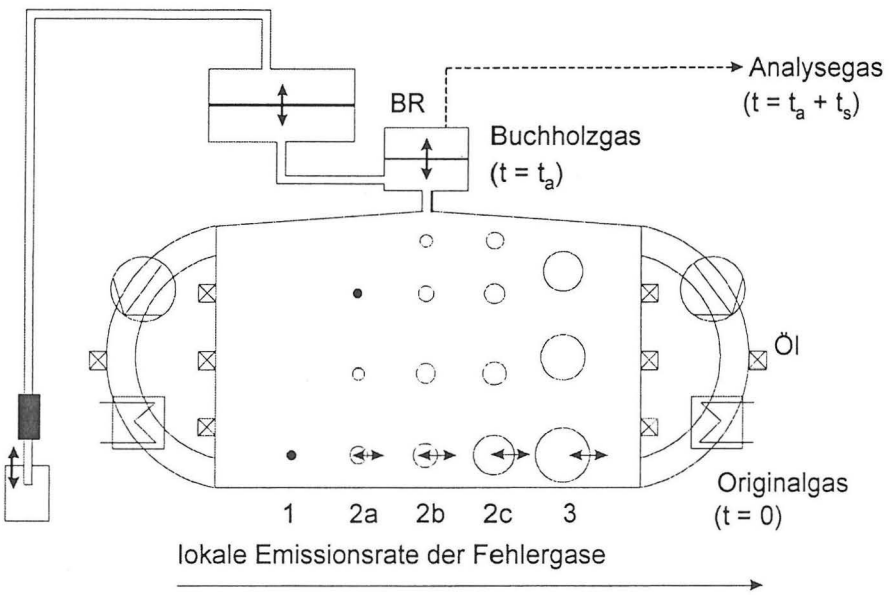


Bild 2 Gashaushalt von luftatmenden Öltransformatoren
t_a=Aufstiegszeit
t_s=Standzeit

Zustand 1 Gesunder Zustand. Über Oxydationsreaktionen in der Flüssigphase bildet sich ein Untergrund geringer Fehlergaskonzentrationen heraus.

Zustand 2 Zustand des schleichenden Fehlers. Umfangreiche Untersuchungen [7] beweisen, daß schon bei kleinen Energiedichten unabhängig von der Fehlerart ungelöste Fehlergase entstehen.

2 a: Im Anfangsstadium lösen sich die Fehlergasblasen vollständig auf.

2 b: Im Entwicklungsstadium erreichen Mikrogasblasen das Buchholz-Relais.

2 c: Im Endstadium erfolgt nach der Akkumulation größerer Gasblasen eine Warnung.

Zustand 3 Zustand des spontanen Fehlers. Die Energiedichte steigt lokal so sprunghaft an, daß ein größeres Fehlergasvolumen entsteht, welches eine Ölströmung verursacht. Es kommt zur Auslösung des Buchholz-Relais mit anschließender Gasakkumulation.

Die im Öl gelösten Fehlergase gelangen mittels Ölkonvektion in das Ausdehnungsgefäß und treten dort nach dem Henry-Daltonschen Gesetz in den Gasraum über. Mit der Atmung können die Fehlergase über die Trocknungsvorlage und Ölglocke in die freie Atmosphäre gelangen. Gegenläufig gelangt so Luft in das Kesselöl.

Für den Grad der Gassättigung eines Öles ist der Gesamtgasgehalt $\sum v_i$ laut Bild 1 nicht ausreichend aussagefähig. Physikalisch definiert ist der Gassättigungsgrad (GSG) als Quotient zwischen dem Gleichgewichtsdruck $\sum p_{i,eq}$ und dem Atmosphärendruck.

Gasblasen im Kesselöl haben einen Gasdruck oberhalb des Atmosphärendrucks. Wegen der Gültigkeit des Henry-Daltonschen Gesetzes wird permanent der Gleichgewichtsdruck angestrebt, deshalb lösen sich die Gasblasen in ungesättigten Ölen bei ausreichend langem Ölkontakt vollständig auf. Nur in gasgesättigten Ölen bleiben die Gasblasen erhalten. In der Praxis ist der Ölkontakt der Gasblasen auf ihrem Weg zwischen Fehlerstelle und Buchholz-Relais begrenzt, so daß dort das Lösevermögen des Öles in Abhängigkeit vom Gassättigungsgrad entscheidend ist.

Der Gassättigungsgrad kann allein durch fallenden Atmosphärendruck ansteigen, bis zur Übersättigung. In der Praxis kann es dann zur Gasfreisetzung mit Buchholzwarnung kommen.

Das ungelöste Originalgas an der Fehlerstelle kontaktiert mit dem lufthaltigen Kesselöl. Durch Absorption gelangen die Fehlergase in das Öl und durch Desorption die Luftkomponenten in die Gasblasen. Mit Hilfe eines Gasaustauschmodells [8] lassen sich der Blasenweg bis zur Auflösung sowie die Änderung der Gaszusammensetzung in der Blase quantitativ darstellen. Aus dem Gas-

austauschmodell ist eine Korrekturbeziehung für Buchholzgase abgeleitet worden. Ihre Anwendung setzt allgemein eine technische Lösung zur Sicherstellung des Buchholzgases mit der Signalisation voraus, da während der Standzeit im Buchholz-Relais eine Kontaktierung mit über den Ausdehner sauerstoffangereichertem Öl stattfindet.

Bei einem schleichenden Fehler gegebener Energiedichte entscheidet die Lage der Fehlerstelle, die Fehlerart und der Gassättigungsgrad des Öles über die Einordnung in die Stadien 2a - 2c. So kann ein elektrischer Fehler im oberen Wicklungsbereich als beginnender, schleichender Fehler bei hohem Gassättigungsgrad des Öles zu einer Buchholzwarnung führen, ohne daß auffällig Fehlergasgehalte im Öl auftreten. In solchen Fällen ist die analytische Verwertbarkeit des Buchholzgases besonders wichtig. Insbesondere der Gassättigungsgrad des Öles entscheidet, ob und über welchen Ölweg sich Fehlergasblasen auflösen können. Der Gassättigungsgrad läßt sich durch technische Hilfsmittel (z. B. Online-Entgasung) reduzieren. Letzteres kann da sinnvoll sein, wo es darum geht, daß sich ein schleichender Fehler im Rahmen der Grenzwerte der Kriterien im Öl gelöster Fehlergase ausreichend ausprägt, ohne daß Buchholzwarnungen den Betrieb stören [2]. Die ausreichende Ausprägung ist insbesondere solange wichtig, wie technische Diagnoseverfahren keinen Befund ergeben.

4. Das Real-State Gas-Monitoring

Die grundlegende Tatsache für die gasanalytische Transformatorendiagnostik ist die Erkenntnis, daß die Fehlergase ungelöst in das Öl emittiert werden. In Bild 3 ist dargestellt, daß an der Fehlerstelle ein ungelöstes Originalgas als Abbild der technischen Anomalie entsteht. Wäre dieses Originalgas meßtechnisch direkt zugänglich, würde ein Real-Time Monitoring der Fehlergase eine zuverlässige Zustandsdiagnose gestatten. In der Praxis gibt es nur indirekte Wege, auf das Originalgas zu schließen. Dabei müssen die Gesetzmäßigkeiten des Gashaushaltes berücksichtigt werden. Das wird im Prinzip des Real-State Gas-Monitorings umgesetzt.

Laut Bild 3 lösen sich in Phase 1 die ungelösten Fehlergase vollständig im Öl auf (Stadium 2 a in Bild 2). Für gelöste Fehlergase müssen prinzipiell Verluste durch den Atmungseinfluß angenommen werden.

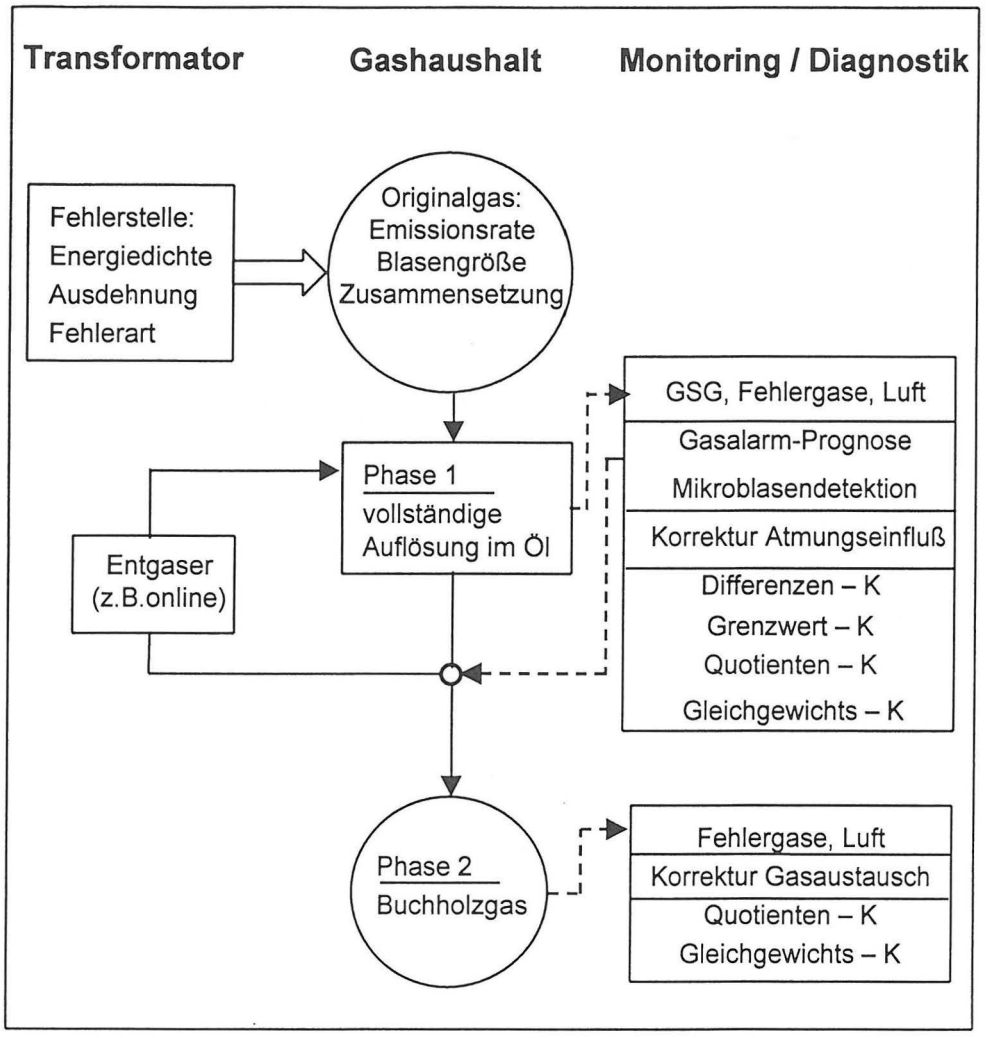


Bild 3 Das Prinzip des Real-State Gas-Monitorings

Entweder muß der Einfluß für allgemeingültige Beurteilungskriterien korrigiert werden oder es gelten eingeschränkte Kriterien nach Konstruktion bzw. Betriebsweise spezifiziert. Die Korrektur des Atmungseinflusses ist nur mit experimentellem Aufwand möglich. Dazu wird das Kesselöl entgast bzw. teilentgast und der Wiederanstieg der Fehlergasgehalte, vorteilhaft Wasserstoff, gemessen. Aus der Steilheit des Anstiegs wird die Emissionsrate bestimmt. Die Praxis des Real-Time Monitorings negiert einen individuellen Atmungseinfluß. Die Fehlergasgehalte gehen direkt in die Beurteilungskriterien ein.

Die Phase 1 ist zeitlich instabil durch potentiell mögliche Buchholzgasansammlungen. Diese Instabilität kann durch Gasalarm-Prognosen quantifiziert werden. Dafür ist es erforderlich, zusätzlich den GSG zu bestimmen. Die Prognosesicherheit kann durch den Einsatz von Mikroblasendetektoren (MBD) erhöht wer-

den. Prinzipiell besteht die Möglichkeit, den GSG abzusenken. Das kann mit Online-Entgasungstechnik geschehen, um:

- die Beobachtungszeit eines schleichende Fehlers in Phase 1 zu verlängern;
- den Feuchtegehalt des Transformators abzusenken.

Die Fehlergasgehalte werden um den Entgasungsanteil korrigiert und sind uneingeschränkt diagnosegeeignet.

Phase 2 kann spontan (Zustand 3 in Bild 2) oder als Folge einer Entwicklung innerhalb von Phase 1 (Stadium 2 b und 2 c in Bild 2) auftreten. Das angesammelte Buchholzgas ist, wenn es technisch gesichert ist, auf die Originalzusammensetzung an der Fehlerstelle korrigierbar. Analytisch müssen die Fehlergase und die Luftkomponenten bestimmt werden. Die bekannten Beurteilungskriterien gestatten ebenfalls eine hohe Diagnosesicherheit.

Das Real-State Gas-Monitoring setzt grundsätzlich die Online-Überwachung voraus. Vollanalysen der gelösten Fehlergase in Anlehnung an die gaschromatographischen Laboranalysen sind ein entscheidender Kostenfaktor. Vielmehr sollte die Abwägung zwischen analytischem Aufwand und Diagnosewert, insbesondere zur kompletten Reihe der Kohlenwasserstoffe, zu alternativen Fehlergasparametern führen.

Trotz der Vereinfachungen gegenüber der Vollanalyse müssen gewährleistet sein:

- Unterscheidung elektrischer/thermischer Fehler zur quantitativen Bewertung der Wasserstoffemission;
- Feststellung der Beteiligung von Festisolation wegen des Gefährdungspotentials.

Auf dieser Basis lassen sich leistungsfähige Online-Beurteilungskriterien entwickeln.

Tabelle 1 zeigt die daraus resultierenden Varianten des Real-State Gas-Monitorings. Die M-Variante (Monitoring) wird bis zur Fehlerfeststellung eingesetzt. Darüber hinaus gestattet die D-Variante (Diagnostik) die Fehlerbegleitung.

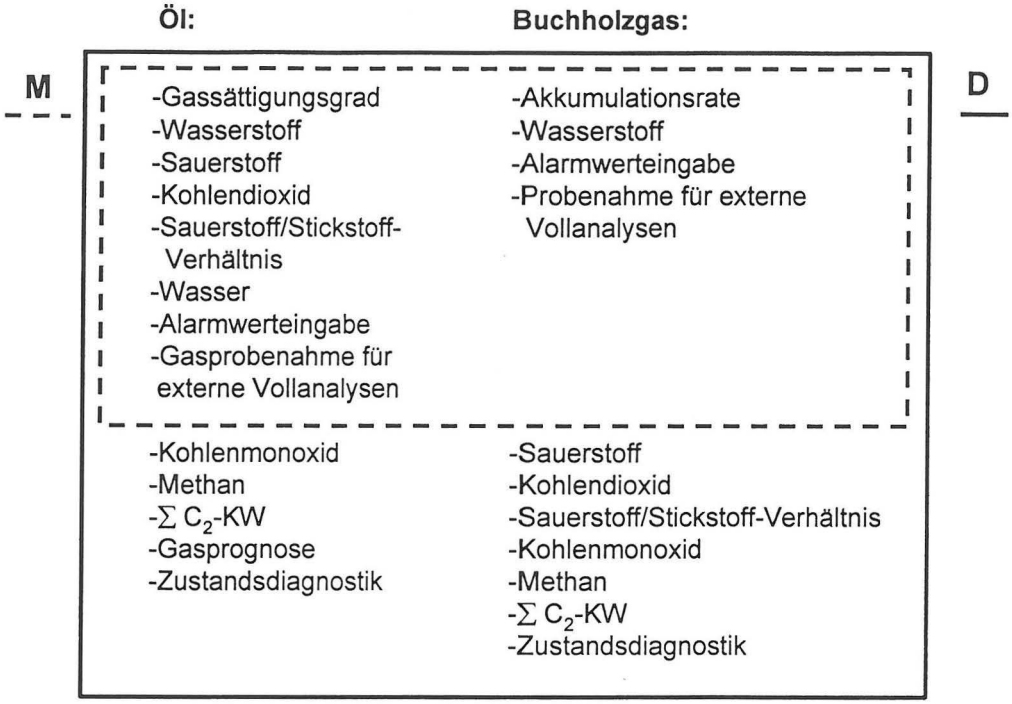


Tabelle 1 Leistungsvarianten des Real-State Gas-Monitorings
M Monitoring
D Diagnostik

Die Vorteile des Real-State Gas-Monitorings gegenüber dem Real-Time Monitoring können folgendermaßen zusammengefaßt werden:

- Monitoring/Diagnostik werden verbessert durch:
  - Korrektur des Atmungseinflußes,
  - Gasalarm-Prognose/MBD mit evtl. Begleitung einer Online-Entgasung,
  - Korrektur des Gasaustausches für Buchholzgase
- Unabhängigkeit von Labormessungen/automatische Kalibrierbarkeit
- Begleitung von Ölbehandlungsmaßnahmen (Vakuumtrocknung)
- komplette Fehlerverläufe durch Einbeziehung gelöster Gase, Mikrogasblasen und Buchholzgase darstellbar

Im Falle einer einsetzenden Fehlerentwicklung zahlt sich beim Real-State Gas-Monitoring die Aufzeichnung des Gassättigungsgrades für die Zuverlässigkeit der Gasalarm-Prognose aus. Mit der D-Variante, die aus der M-Variante aufrüstbar ist, erfolgt die Fehlerbegleitung unter kontrollierten Bedingungen.

Dagegen wird beim Real-Time Monitoring ungeachtet des Gashaushaltes andere Technik zur Vollanalyse der gelösten Fehlergase angeschlossen.

5. Der Trafo-Gasmonitor

5.1. Konzeption

Die gerätetechnische Umsetzung des Real-State Gas-Monitorings sollte folgende Anforderungen erfüllen:

- Messung des Gassättigungsgrades
- modulare Sensoranordnungen
- Kalibrierbarkeit der Sensoren
- Erfassung und Messung der ungelösten Gase

Der Gassättigungsgrad kann mit genügender Genauigkeit nur durch Messungen bestimmt werden. Prinzipiell ist es auch möglich, ihn entsprechend Bild 1 aus der gaschromatographischen Vollanalyse zu errechnen. Trotz des hohen meßtechnischen Aufwandes sind große Fehlereinflüsse einzuräumen.

Eine modulare Sensoranordnung ist eine gute Alternative zu den teuren Vollanalysengeräten (GC, IR). Bei der Sensorauswahl sind meßgasverbrauchsfreie Verfahren vorzuziehen, womit undefinierte Verfälschungen des Gleichgewichtsgases ausgeschlossen werden. Die Sensorauswahl muß den Parametervorgaben in Tab. 1 entsprechen.

Die Kalibrierbarkeit des Meßsystems ist wegen der hohen Anforderung an die Richtigkeit der Meßergebnisse im Langzeiteinsatz unbedingt erforderlich.

Mit der Einbeziehung der ungelösten Gase folgt, daß nur ein stationärer Gleichgewichtsgasraum alle Anforderungen erfüllen kann. Analog dem Prinzipschema in Bild 1 läßt sich ein isochorer Gleichgewichtsgasraum am Fuße eines Transformators realisieren, wenn im Bypaß eine Gasbereitstellungssäule mit höhenstandsgeregelter Ölpumpe installiert wird.

Bild 4 zeigt die Sicht in den Prototyp des Trafo-Gasmonitors TGM-M 1.2 (M-Variante in Tabelle 1). An der linken Seitenwand befinden sich die Durchführungen für die Leitungen zur Spannungsversorgung, Datenübertragung und Medienversorgung. Die Medienleitungen führen zum Kessel, Buchholz-Relais und Ausdehner.

Im oberen Drittel der Tür ist ein alphanumerisches Anzeigefeld mit Tastatur zur Vor-Ort-Kommunikation installiert.

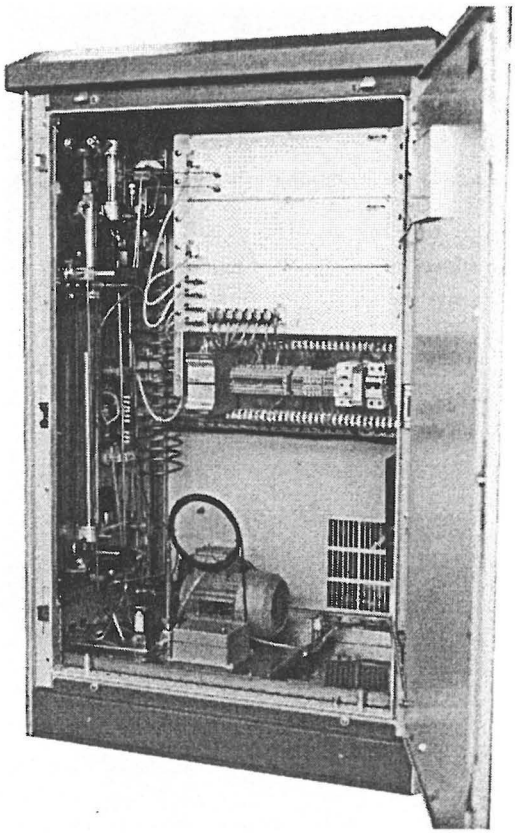


Bild 4 Innenansicht des Trafo-Gasmonitors TGM-M 1.2

Der Trafo-Gasmonitor arbeitet vorzugsweise bei einem Öldurchsatz von 3 l/h. Alle 6 Stunden werden die Meßwerte erfaßt, verarbeitet und aktuell bereitgestellt.

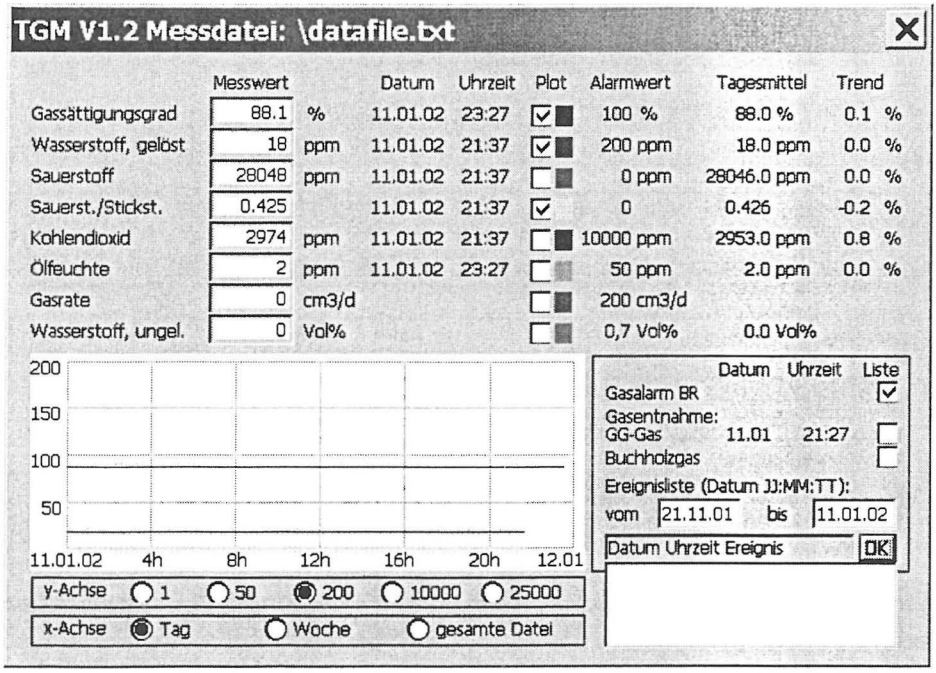


Bild 5 Benutzeroberfläche des TGM-M 1.2

Bild 5 zeigt die Benutzeroberfläche des TGM-M 1.2. Über ein Modem kann die Datenfernübertragung erfolgen.

Bei Gassignalisation im Buchholz-Relais wird sofort eine Fehlergasanalyse durchgeführt. Gleichzeitig wird eine Buchholzgasprobe unverfälscht für eine manuelle Vollanalyse aufbewahrt. Durch Anwendung eines Korrekturverfahrens kann die Fehlerart bestimmt werden.

Der Trafo-Gasmonitor wird durch einen embedded PC gesteuert. Regelmäßig erfolgt automatisch eine Kalibrierung der Gassensoren.

Das Gerätesystem ist langlebig konzipiert. Eine jährliche Wartung wird prophylaktisch empfohlen.

5.2. Erste Betriebserfahrungen

Seit dem 21.11.2001 ist ein Trafo-Gasmonitor TGM-M 1.2 im Kraftwerk Rostock (KNG GmbH) an dem 650 MVA-Blocktransformator (TU Nürnberg) in der Erprobung. Die ersten Ergebnisse sollen kurz vorgestellt werden.

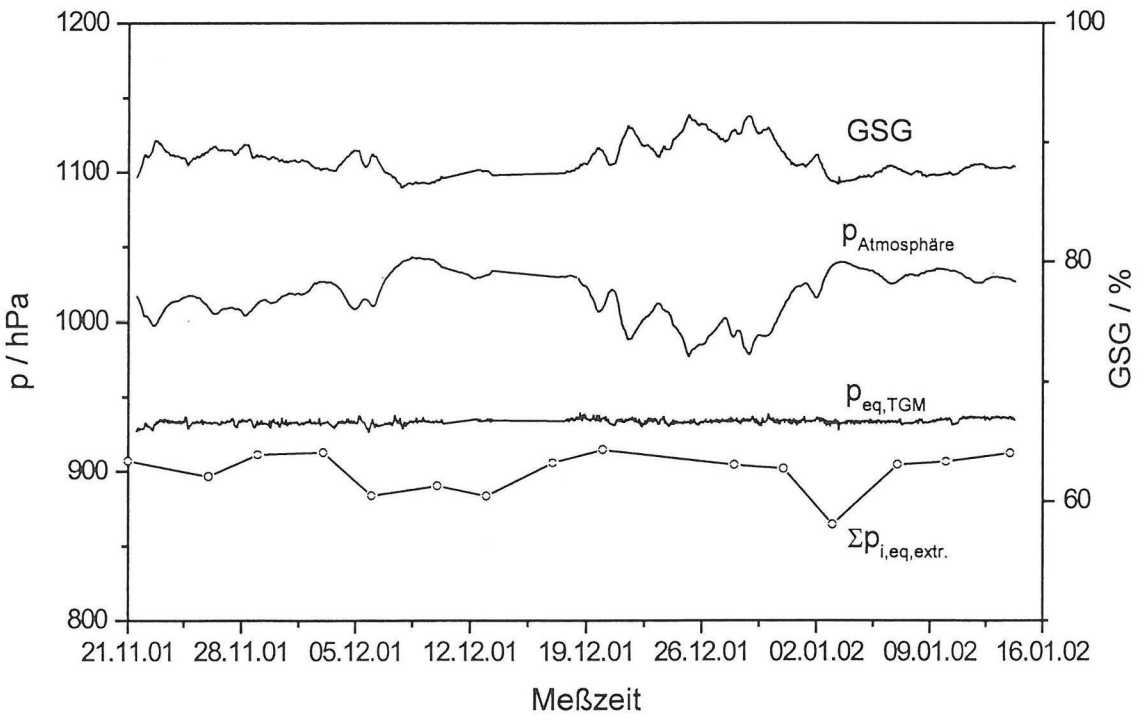


Bild 6 Online-Monitoring an einem 650 MVA-Transformator
GSG Gassättigungsgrad
$p_{Atmosphäre}$ Atmosphärendruck
$p_{eq, TGM}$ Gleichgewichtsdruck, gemessen durch TGM
$\Sigma p_{i, eq, extr.}$ Gleichgewichtsdruck, aus Laborvollanalysen errechnet
13.-17.12.01 Dichtheitstest

Bild 6 zeigt den Verlauf des Gassättigungsgrades des Öles. Der Durchschnittswert beträgt ca. 89 %. Wie deutlich zu sehen ist, resultieren die Schwankungen des Gassättigungsgrades aus der Atmosphärendruckschwankung. Der gemessene Gleichgewichtsdruck ist sehr konstant über den gesamten Meßzeitraum. Die aus den begleitenden Laboranalysen errechneten Gleichgewichtsdrücke sind etwas geringer und streuen deutlich stärker.

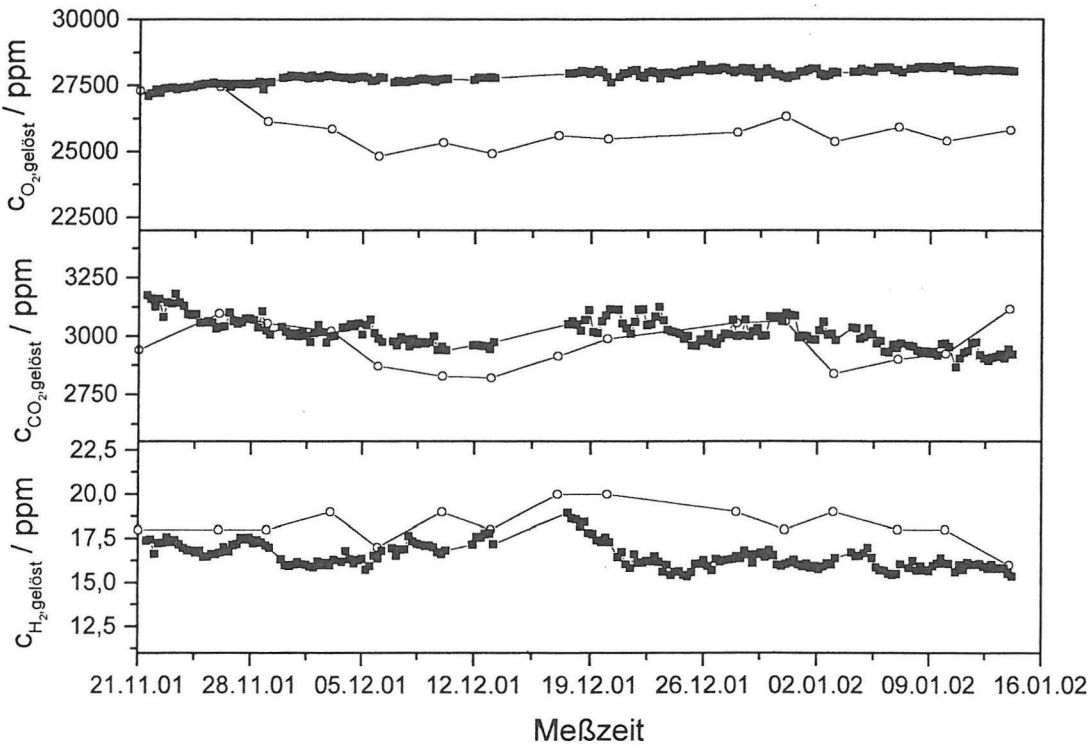


Bild 7 Online-Monitoring an einem 650 MVA-Transformator
$c_{i,gelöst}$ Gaskomponentenkonzentration im Öl
■ Messwerte durch TGM
o Ergebnisse der Laboranalyse
13.-17.12.01 Dichtheitstest

Der gemessene Gleichgewichtsdruck ist bei konstanter Temperatur die einzige kontinuierlich meßbare Größe für die Gaslöslichkeit im Öl. Der Meßwert ist die Summe der Teilbeiträge aller gelösten Gase am Gleichgewichtsdruck. Die große Konstanz des Verlaufes bei hoher Meßempfindlichkeit zeigt, daß keine wesentlichen Veränderungen der Konzentrationen der Gaskomponenten im Öl stattfinden. Im Vergleich dazu werden durch die Schwankungen der berechneten Werte die gaschromatographischen Analysenfehler sichtbar.

Systematische Abweichungen deuten auf Extraktionsfehler oder z. B. Sauerstoffverbrauch während der Probenaufbewahrung hin.

Im Bild 7 sind die ermittelten Konzentrationen der im Öl gelösten Gase für H_2, CO_2 und O_2 dargestellt. Während des Überwachungszeitraumes traten keine deutlichen Änderungen dieser Größen auf. Die Laborwerte stimmen mit ihnen gut überein. Beim Sauerstoff liegen die aus den Laboranalysen ermittelten Werte ca. 10 % unter denen des TGM. Das korrespondiert mit den niedrigeren Werten der berechneten Gleichgewichtsdrücke.

Diese ersten Betriebserfahrungen an einem Transformator mit sehr geringen Fehlergasgehalten ermutigen, das zu erwartende Leistungsvermögen des Trafo-Gasmonitors an einem auffällig gewordenen Transformator theoretisch zu erörtern.

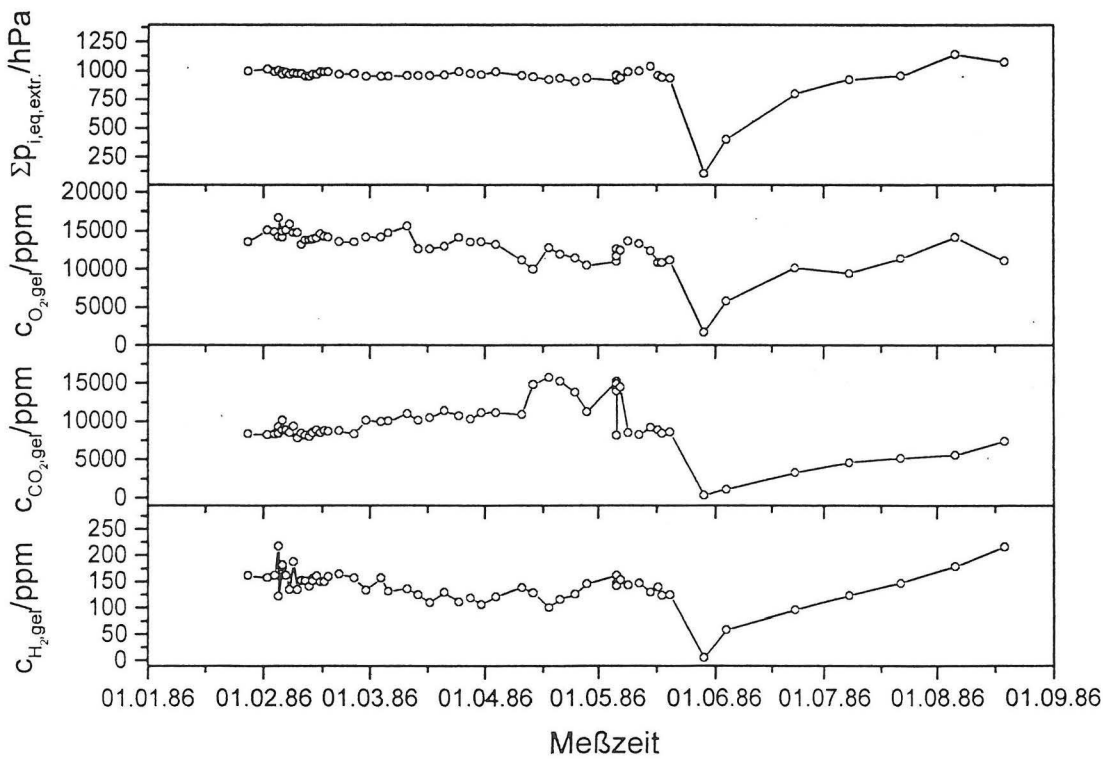


Bild 8 Tägliche Laborüberwachung eines 600 MVA-Transformators
$c_{i, gel}$ Gaskomponentenkonzentration im Öl
$\Sigma\ p_{i, eq, extr.}$ Gleichgewichtsdruck aus Laboranalyse errechnet

Dazu zeigt Bild 8 Analysendaten täglicher Labormessungen aus einem archivierten Betriebsfall. Die Konzentrationen der im Öl gelösten Gase H_2, CO_2 und O_2 zeigen ein näherungsweise konstantes Niveau bis zum 20.05.1986. Aus den

Vollanalysen sind ebenfalls die Gleichgewichtsdrücke $\sum p_{i,eq,extr.}$ berechnet worden, durchschnittlich ca. 950 hPa. Es wird bei maßstabskorrigierter Betrachtung ersichtlich, daß bei Routineanalysen alle Schwankungen vergleichsweise höher sind als in Bild 6 und 7.

Messungen des Atmosphärendrucks wurden nicht durchgeführt. Legt man Schwankungen ähnlich wie in Bild 6 zugrunde, wird schlüssig, daß aus Vollanalysen errechnete GSG nicht geeignet sind, Gasalarm-Prognosen zu erstellen.

Am 6.05.1986 ereignete sich an diesem Transformator eine Buchholzwarnung. Es wurde ein thermischer Fehler diagnostiziert und der Betrieb in einem Sonderregime fortgesetzt. Um der Wiederholung einer Buchholzwarnung vorzubeugen, wurde in der Zeit vom 21. - 28.5.1986 eine vollständige Entgasung durchgeführt. Am 29.5.1986 erfolgte die Wiederinbetriebnahme mit einem Gleichgewichtsdruck von nur 104 hPa. Bis zum 8.7.1986 hatten sich die alten Gasverhältnisse näherungsweise wieder eingestellt.

Mit der Installation des TGM-M 1.2 wären die Verläufe von GSG, H_2, CO_2 und O_2 aufgezeichnet worden. In der Folgezeit würden die Diagnosen bei Einsatz der D-Variante des TGM die schleichende Entwicklung eines thermischen Fehlers ohne Beteiligung von Festisolation melden. Die Gasalarm-Prognose würde lauten: akute Gefahr einer Buchholzwarnung, bedingt durch einen hohen Gleichgewichtsdruck, der mit dem schwankenden Atmosphärendruck Gassättigungsgrade von über 100 % ergeben kann.

Vorausschauend würde ein Online-Entgaser eingesetzt werden, der den Gasgehalt des Öles auf ca. 80 % überwacht absenkt. Es werden fortlaufend Zustandsdiagnosen erstellt.

Durch zeitweilige Abschaltung des Online-Entgasers könnten Anstiegsmessungen der Gaskonzentrationen Beiträge zur Korrektur des Atmungseinflusses liefern. Damit kann durch die explizite Darstellung der Emissionsrate eine verbesserte Diagnosesicherheit erwartet werden.

Folgende Einsparungen wären durch den Einsatz des Trafo-Gasmonitors festzuhalten: Wegfall der täglichen Laboranalysen, keine Störung durch eine Buchholzwarnung und Umgehung eines Blockstillstandes für die Ölentgasung durch analytische Begleitung einer Online-Entgasung.

6. Schlußfolgerungen für die Betriebspraxis

a) Für eine sichere Betriebsführung müssen neben der Zustandsdiagnose auch Gasalarm-Prognosen in die Überwachung einbezogen werden. Das Real-State Gas-Monitoring, mit dem gelöste Gase, Mikrogasblasen und Buchholzgase sowie der Gassättigungsgrad dargestellt werden können, erfüllt dies.

b) Ungelöste Transformatorgase sollten einerseits so früh wie möglich zur Ergänzung der Gasalarm-Prognose erfaßt sowie andererseits bei Gasalarmen sichergestellt werden, um sie nach Korrektur auf die Originalzusammensetzung an der Fehlerstelle zur Bestimmung der Fehlerart nutzen zu können.

c) Die gerätetechnische Umsetzung des Real-State Gas-Monitorings ist der Trafo-Gasmonitor, der in der M-Variante zur Fehlerfeststellung und in der D-Variante zur Fehlerbegleitung ausgerüstet werden kann. Die Online-Beurteilungskriterien orientieren sich auf Wasserstoff, die Kohlenoxide, die Summe der Kohlenwasserstoffe und den Gassättigungsgrad.

d) Die analytische Bestimmung des Gassättigungsgrades für Gasalarm-Prognosen ist unumgänglich. Eine ausreichende Genauigkeit kann nur durch direkte Messungen gewährleistet werden

e) Die Kalibrierbarkeit des TGM garantiert die hohe Richtigkeit seiner Meßergebnisse. Labormessungen können entfallen.

f) Aus den Gasalarm-Prognosen kann die Empfehlung einer überwachten Online-Entgasung abgeleitet werden, wodurch die Beobachtungszeit für schleichende Fehlerentwicklungen verlängert werden kann. Weiterhin können damit eine Öltrocknung und die Emissionsratenbestimmung verbunden werden.

7. Literatur

[1] Duval, M.
Task Force 15.01.07, Electra 198 (2001), S. 21-7

[2] Gibeault, J. P.
CIGRE 98, Session 12, Preferential Subject 2, Question 2.3, Paris September 1998

[3] DVG e. V.
"Empfehlungen der Verbundunternehmen für Monitoringsysteme an Großtransformatoren", Heidelberg 1998

[4] Borsi, H.; Urich, M.; Leibfried, T.
Elektrizitätswirtschaft 13 (97), S. 46-52 (1998)

[5] Bräsel, E.; Brunner, E.; Hartmann, E.
Elektrizitätswirtschaft 25 (98), S. 16-24 (1999)

[6] Berube, R.
Electricity Today 7 (8), S. 21-3 (1996)

[7] Borsi, H.
Electra 188 (2000), S. 21-41

[8] Bräsel, E.
VGB-Konferenz "Chemie im Kraftwerk 1998", Essen 1998, VGB-TB 434