

Monitoring und Diagnose von gasisolierten Schaltanlagen

Matthias Kudoke, Uwe Riechert, Hans-Dieter Schlemper
ABB Schweiz AG, Hochspannungstechnik

Einführung

Primärkomponenten gasisolierter Schaltanlagen werden in regelmäßigen Wartungsintervallen auf Verschleiß geprüft oder revidiert. Die Hersteller schlagen unterschiedliche Inspektionsintervalle vor, die von den Betreibern aus Sicherheitsgründen z. T. noch verkürzt werden. Moderne Überwachungssysteme bieten wesentlich bessere Möglichkeiten, sich ein Bild über den Zustand der Einzelkomponenten zu machen. Ein stationsweites Überwachungssystem (Monitoring-System), das ständig die Primärkomponenten und Antriebe überwacht, erlaubt den Übergang zur Wartung bei Bedarf. Der Betreiber profitiert durch längere Inspektionsintervalle, kürzere Inspektionsarbeiten und die höhere Verfügbarkeit seiner Station.

Zwei Ziele bestimmen die Auswahl der Überwachungsfunktionen: Erstens sollen sie Fehler frühzeitig erkennen damit der Betreiber kritische Anlagenzustände vermeiden kann. Zweitens sollen Wartungsarbeiten nur noch dann ausgeführt werden, wenn der Zustand der Anlage es erfordert. Die Grundlage für die Auswahl der Sensoren und Funktionen sind spezifische Fehlerstatistiken und Wartungspläne sowie die sorgfältige Analyse der Primärkomponenten mit Analysemethoden wie z.B. der FMEA (Failure Mode and Effect Analysis) oder FTA (Fault Tree Analysis).

Ein weiterer Aspekt ist die Verarbeitung der Meßwerte. Ein sinnvoller Einsatz der Überwachungssysteme ist dann möglich, wenn das Automatisierungssystem die Meßdaten selbst auswertet und die notwendigen Maßnahmen in klarer Form anfordert – Sonst wird die Ersparnis bei den Wartungskosten durch die zeitaufwendige Analyse von laufend anfallenden Meßdaten geschmälert. Wenn das Überwachungssystem zum Schluß kommt, daß eine Fehlfunktion droht, soll die Ursache klar nachvollziehbar sein. Eine anschließende Visualisierung historischer Daten und Trends ist dazu notwendig. Deren Analyse ist ein wichtiges Hilfsmittel zur Planung der Wartungsarbeiten und zur Beschaffung der notwendigen Ersatz- bzw. Verschleißteile. Das Überwachungssystem ist deshalb Bestandteil des Service-Konzepts des Herstellers. Wartungspläne, Fehleranalysemethodik und Ersatzteilhaltung sind auf das Überwachungssystem abgestimmt und werden in die Entwicklung mit einbezogen.

Überwachungsfunktionen

Die Überwachung der Primärkomponenten und der Sekundärtechnik hat drei Ziele:

- A) Steigerung der Verfügbarkeit durch Verhütung von Fehlfunktionen und Ausfällen
- B) Reduzierte Wartungskosten durch zustandsorientierte Wartung
- C) Fehleranalyse zur schnelleren Instandsetzung und Ersatzteilversorgung

Das erste Ziel läßt sich kostengünstig erreichen, wenn man die Überwachungsfunktionen so auswählt, daß möglichst viele potentielle Fehler frühzeitig erkennbar sind. Ein guter Anhaltspunkt für auftretende Fehler sind Fehlerstatistiken von SF₆-Leistungsschaltern und von GIS-Anlagen [3][4][5].

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse einer detaillierten Cigré-Umfrage [4] über moderne SF₆-Eindruck-SF₆-Leistungsschalter. Den weitaus größten Teil der Fehler verursachen mechani-

sche Defekte im Antrieb und die Steuerungs- und Hilfselemente. SF₆-Gasleckagen sind ebenfalls eine häufige Ursache von Fehlern. In der Umfrage wurden die Bereiche „Steuer- und Hilfselemente“ und „Antriebsmechanik“ weiter detailliert (Tabellen 2 und 3). Bemerkenswert sind die hohen Anteile des Ladesystems, der Hilfsschalter und der Auslösemagnete.

Ursache	Störungen (Major failures, 461)	Fehlfunktionen (Minor failures, 3233)
Antriebsmechanik	44%	39,4%
Mechanisches Fehler in der Kraftübertragung/Schaltkammer	10,4%	9,9%
Dielektrisches Versagen der Schaltkammer oder der Erdisolation	13,9%	0,9%
Steuerungs- und Hilfselemente	24,5%	10,2%
SF6-Leckage	7,2%	39,6%

Tabelle 1: Fehlerursache bei Eindruck-SF6-Leistungschaltern. Quelle: 2. Cigré-Umfrage, 1978-1992 [4].

Ursache	Störungen (Major failures)	Fehlfunktionen (Minor failures)
Hilfsschalter	26%	11%
Auslösemagnete und Schaltung	34%	8%
Thermostate, Heizelemente, Steckverbindungen	26%	27%
Gasdichteüberwachung	14%	54%

Tabelle 2: Fehlerursache bei Steuerungs- und Hilfselementen. Quelle: [4].

Ursache	Störungen (Major failures)	Fehlfunktionen (Minor failures)
Ladesystem	27%	42%
Energiespeicher	15%	16%
Mechanische Steuerungselemente (Ventile, Druckregler...)	18%	26%
Stellglied und Dämpfer	17%	12%
Mechanische Kraftübertragung	7%	3,1%

Tabelle 3: Fehlerursache bei Antrieben. Quelle: [4].

Die Ergebnisse einer 2. Cigré-Umfrage für GIS-Anlagen zeigen, daß knapp die Hälfte (46%) aller Fehler auf die Leistungschalter entfallen, etwa 16% auf Trennschalter und etwa 11% auf die Sammelschienen und Verbindungsteile [5]. Fehler in den Leistungsschalterantrieben haben mit ca. 20% den größten Anteil an den gesamten Fehlern. Danach folgen mit etwa gleichem Gewicht Fehler an Aktivteilen, Versagen der Feststoffisolation und SF₆-Leckagen. Die Fehlerstatistiken machen folgende Größen aus der Sicht der Fehlervermeidung für eine Überwachung interessant:

- Leistungsschalter, z. B.:
 - Funktion des Ladesystems
 - Bewegung der Schalter, Geschwindigkeiten, Schaltzeiten
 - Kontakt- bzw. Düsenabbrand
 - Überwachung der Magnetventile
 - Überwachung der Heizelemente
- SF6-Gasdichte
- Teilentladungen

Integrierte Monitoringsysteme

Moderne Leittechnik mit Feldbus-Systemen erfordert wesentlich weniger Verdrahtungsaufwand als „konventionelle“ Leittechnik mit der charakteristischen Parallelverdrahtung der Signal- und Steuerleitungen (Bild 1) [1]. Auf der Feldebene sind ein oder mehrere Sensoren und Antriebe mit einem Prozessbusinterface ausgerüstet, das aus einem Mikrocomputer, Leistungselektronik und Ein-/Ausgabeschaltungen besteht (ABB-Terminologie: PISA, Process Interface for Sensors and Actuators). Sie kommunizieren über über optische Feldbusse auf Stationsebene (Interbaybus) und auf Feldebene (Prozessbus) mit den Feldsteuerrechnern und dem Stationsleitsystem. Mit nicht-konventionellen Wandlern — Rogowskispulen und kapazitiven oder optischen Spannungswandlern — und der digitalen Meßwertübertragung über den Feldbus kann man Steuerungs- und Schutzfunktion kostengünstig zusammenführen. Ein Beispiel sind ABB PASS Anlagen, die aus kompakten, modularen GIS-Einheiten aufgebaut sind. Ein Pol enthält Leistungsschalter, Trenn- und Erdschalter, Sensorik, PISAs und Durchführungen (Bild 2).

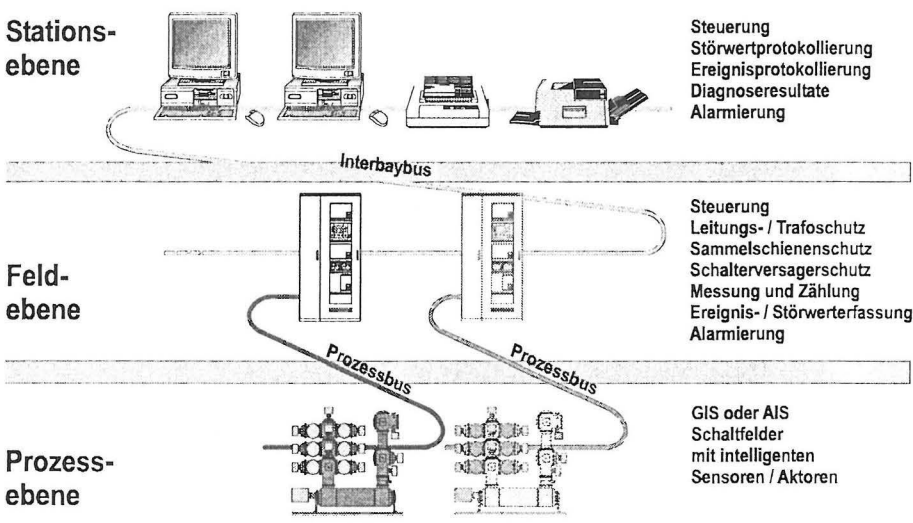


Bild 1:
Anlagenaufbau
mit Feldbus

Der Nutzen dieser Architektur im Vergleich zur konventionellen Leittechnik ist in [1] und [2] beschrieben. Speziell für die Überwachung der Primärkomponenten bietet sie eine Reihe von Vorteilen:

- Die Signale der Sensoren werden prozessnah in den PISAs ausgewertet und dort mit Grenzwerten verglichen. Historische Daten und Referenzdaten aus der Endprüfung werden in den PISAs nichtflüchtig gespeichert und bei Bedarf über die Feldbussysteme an andere Busteilnehmer übertragen. Die Bussysteme werden dadurch im Normalbetrieb kaum belastet.

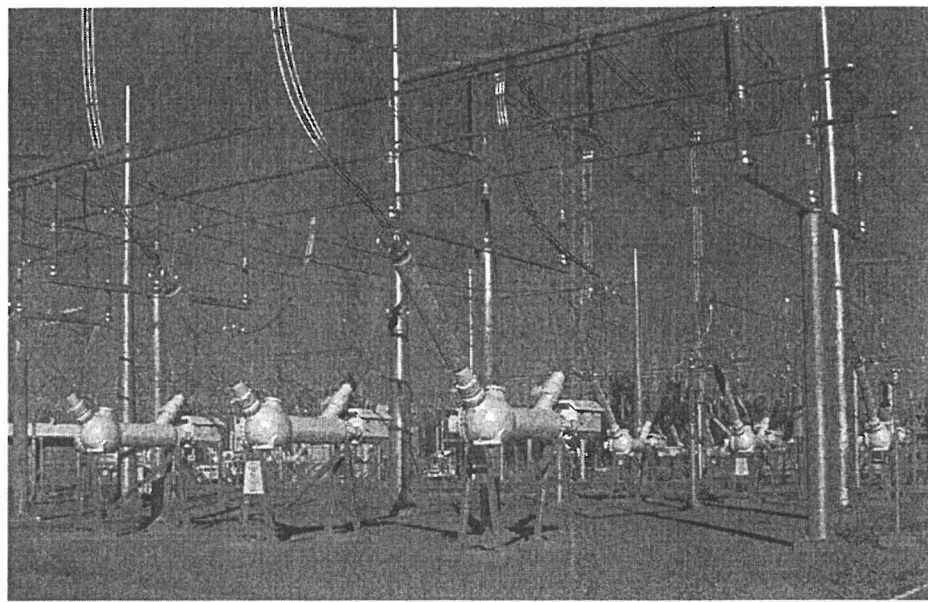


Bild 2:
PASS Anlage,
Powerlink Queens-
land,
Australien.

- Sensoren, die ohnehin für die Steuerung und Verriegelung der Antriebe notwendig sind, werden gleichzeitig für die Überwachung verwendet.
- Funktionen, die Meßdaten aus mehreren PISAs benötigen, sind einfach über Punkt-zu-Punkt-Verbindungen im Kommunikationsnetz zu realisieren.
- Meßdaten und Analyse-Ergebnisse sind für jeden Busteilnehmer verfügbar. Sie können flexibel auf einem temporär angeschlossenen Service-Rechner, auf dem Feldsteuerrechner oder auf der Stationsebene angezeigt oder weiterverarbeitet werden.

Antriebe

Die enge Verbindung von Rechner, Sensorik und Mechanik ist ideal um die notwendigen Überwachungsfunktionen kostengünstig zu realisieren. Bild 3 zeigt das Prinzipschaltbild eines Leistungshalterantriebs. Er enthält ein PISA, das zusammen mit der Antriebsmechanik eine konstruktive Einheit bildet. Ein PISA besteht aus:

- Ein/Ausgabe-Schnittstellen für analoge und digitale Signale
- Einem Standard-Mikroprozessor, evtl. ein Signalprozessor
- Sensoren zur Erfassung der Temperatur
- Ein Bus-Interface mit optischer Schnittstelle
- Leistungselektronik zur Ansteuerung der Aktoren
- Stromversorgung
- Einen Herstellerspeicher, der konstruktiv Teil des Antriebs ist. Er speichert Betriebsdaten und Kenngrößen des Antriebs, die bei einem Austausch des PISAs erhalten bleiben.
- Eingänge für externe Gasdishtesensoren

Im Leistungshalterantrieb wird die Kompression des Federspeichers mit einem optischen Positionsgeber gemessen. Er dient primär zur Steuerung des Pumpenmotors und zur Verriegelung. Die kontinuierliche Messung erfaßt aber auch die Selbstentladungsrate des Speichers. Sie gibt Auskunft über die Dichtheit des Hydrauliksystems. Eine Trendanalyse der Entladerate weist frühzeitig auf signifikante Veränderungen hin.

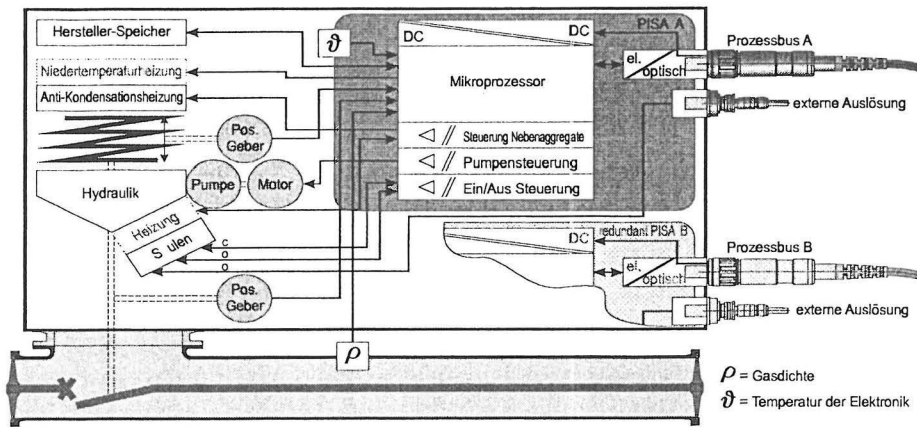


Bild 3:
Prinzipschaltbild
eines Leistungs-
schalter-Antriebs
mit PISA

Weitere Funktionen sind die Messung der Leistungsaufnahme des Pumpenmotors, die Laufzeitüberwachung und Anlaufzählung. Damit ist das Ladesystem und der Speicher nahezu vollständig überwacht.

Ein weiterer Positionsgeber liefert die Position der Schaltstange und macht die fehleranfälligen Hilfsschalterkontakte überflüssig. Neben der Stellungsmeldung wird mit dem Positionsgeber die Weg-Zeit-Kurve bei einer Schaltung aufgenommen. Aus ihr extrahiert der Mikroprozessor Kennwerte wie Geschwindigkeiten, die Reaktionszeit und der Gesamthub. Die Trendanalyse und der Vergleich mit Grenzwerten machen wiederum frühzeitig auf Veränderungen in der Mechanik des Antriebs und des Schalters aufmerksam. Eine hohe Spezifität und Sensitivität erreicht man, wenn der Mikrocomputer zusätzlich Daten wie die Viskosität der Hydraulikflüssigkeit, den momentanen Ladezustand des Speichers oder den abgeschalteten Strom berücksichtigt. Dies ist mit den vorhandenen Sensoren möglich und erfordert lediglich Software und die beim Hersteller vorhandenen schalterspezifischen Daten.

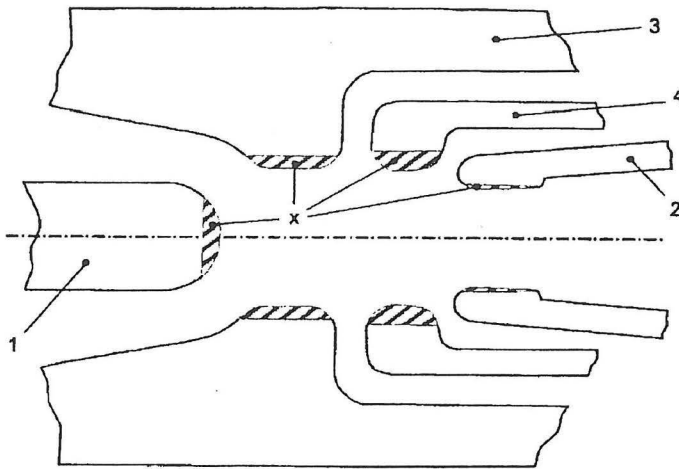
Alle Sensoren und die Hilfs- und Steuerelemente werden ständig überwacht. Die Leistungselektronik bzw. die Ein-/Ausgabeschaltungen überprüfen ständig die Impedanz der elektromagnetischen Steuerventile und der Heizelemente. Kurzschlüsse oder Unterbrechungen werden sofort registriert, ebenso ein Versagen der Positionsgeber oder der Widerstandsthermometer.

Abbrandmonitoring

Strom und Spannung werden bei PASS mit Rogowski-Spulen und kapazitiven oder gemischten Spannungsteilern gemessen. Sie sind ebenfalls mit einem PISA an den Prozessbus angeschlossen und liefern Daten für Schutzeinrichtungen und die Energiezählung. Diese Meßdaten stehen auch anderen Busteilnehmern zur Verfügung. So erhält das PISA am Leistungsschalter die zum Schaltzeitpunkt relevanten Meßdaten über eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung über den Prozessbus.

Diese Kopplung erlaubt die Bewertung des Zustandes der Kontaktzone des Leistungsschalters. Gerade beim Einsatz des Leistungsschalters mit hoher Schaltspielzahl und definierter Strombelastung, als Beispiele seien hier Capacitor-Bank und Shunt-Reactor Leistungsschalter als auch Generatorschalter genannt, wird die Leistungsgrenze durch Kontaktabbbrand eher erreicht als durch die Anzahl der mechanischen Schaltspiele. Gängige Algorithmen bewerten das Integral über das Quadrat des abgeschalteten Stroms als Mass für den Verschleiss des Kontaktsystems. Neue Modelle, die den Aufbau und die Materialien des Kontaktsystems und die Lichtbogenzeit berücksichtigen, liefern zuverlässigere Aussagen.

Der Lichtbogen wird für das Modell als zylindrisch und isotherm angenommen. Begrenzt wird der Lichtbogen durch die Kontaktmaterialien (Kontaktstift, Kontakttulpe), sowie durch das Isoliermaterial. Der Lichtbogen teilt sich hierbei in eine Zone mit ionisiertem SF_6 und einer Zone mit verdampftem Isoliermaterial der Düse. Während der Lichtbogenbrenndauer wird Isoliermaterial als auch Kontaktmaterial verdampft und abgetragen (Bild 4).



(1) arcing-contact plug; (2) arcing-contact tulip; (3) nozzle 1;
(4) nozzle 2; (x) burn-off

Bild 4:
Beispiel einer
Kontaktgeometrie
und deren
Abbrandstellen

Der Lichtbogen trägt thermische Energie in die Isolierstoffe ein. Dabei verdampft ein Teil des Isolierstoffes und wird abgetragen. Dieser Materialverlust ist nicht direkt proportional zum Stromintegral, sondern ist entsprechend der Stromstärke von einem Exponenten der Grösse 1...2 beeinflusst. Auf Grundlage dieser Faktoren kann der Masseverlust Δm_N wie folgt berechnet werden

$$\Delta m_N = C_N \frac{l_{eff}}{\pi \cdot R_{eff}^2} \int |i(t)|^{1...2} dt \quad (1)$$

Der Faktor C_N , der hier keine Konstante darstellt, wird durch die Stromdichte, Isoliermaterial sowie durch die Düsengeometrie (zusätzlich zu Düsenlänge l_{eff} und Düsenradius R_{eff}) bestimmt.

Für den Materialverlust am Kontakt muss ebenfalls das Energiegleichgewicht des Lichtbogens betrachtet werden. Hier jedoch kommt zusätzlich der Energieverlust an den Kontaktflächen zum tragen. Der Materialverlust Δm_C beträgt

$$\Delta m_C = C_C \int |i(t)| dt \quad (2)$$

Im Unterschied zum Isoliermaterial ist der Abbrand direkt proportional zum Stromintegral. Auch hier stellt der Faktor C_C keine Konstante dar. Er hängt vom Strom, der Lichtbogenzeit, der Art des Kontaktmaterials und der Kontaktgeometrie ab.

Die Abbrandfaktoren C_N , C_C und der Exponent werden in Testserien ermittelt. Hierbei wird das Material der Düse und der Kontakte variiert. Durch die Bewegung der Kontakte werden die Elemente der Schaltkammer nicht ständig vom Lichtbogen erodiert. Deshalb ist gute zeitliche Zuordnung der Lichtbogenposition zum Abbrandmaterial als Funktion der Weg-Zeit Kurve notwendig.

Sind die Faktoren aus den Testserien ausreichend genau bekannt, erhält man nach eine sehr gute Übereinstimmung mit dem berechneten Materialausbrand. Ein Beispiel ist in Bild 5 gezeigt, eine Prüfschicht mit einem Generatorschalter HEC 7/8. An diesem Schalter wurde ein Klemmenkurzschluss test durchgeführt. Nach dieser Testserie wurde der Abbrand quantitativ bestimmt und mit den rechnerischen Ergebnissen verglichen.

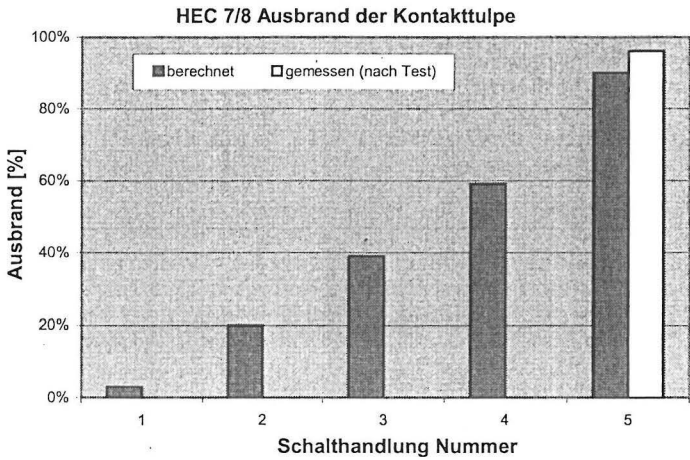


Bild 5:
Gemessener und
berechneter Aus-
brand an der Kon-
takt tulpe bei einem
Generatorschalter

Gasdichteüberwachung

SF₆ ist ein Treibhausgas. Der Anteil am Treibhauseffekt ist zwar gering (z. Zt. kleiner 0,1%), aber SF₆ ist sehr langlebig (3200 Jahre) und kann sich deshalb in der Atmosphäre ansammeln. Deshalb ist das Ziel bei Betreibern und Herstellern von Hochspannungsschaltgeräten, die zukünftige Emission von SF₆ zu minimieren. Zu den Maßnahmen gehören Recycling oder Vernichtung von gebrauchtem SF₆ und die Verbesserung der Dichtheit der GIS und der Gasdichteüberwachung.

Herkömmliche Gasdichtewächter überwachen zwei oder drei fest eingestellte Grenzwerte. Wird der erste Alarmgrenzwert unterschritten, sind bereits 10% des Inhalts des betroffenen Gasraums entwichen, und man hat keinen Anhaltspunkt, wie schnell der zweite Alarmwert erreicht wird, bei dem die Schalter blockieren. Die heute eingesetzten kontinuierlich arbeitende Gasdichtesensoren messen die Gasdichte und erlauben eine Trendanalyse, d.h. die laufende Bestimmung der Leckrate. Steigt die Leckrate signifikant an, informiert die Monitoringfunktion den Betreiber schon bei kleinen Gasverlusten (kleiner 1%) über die Leckage. Gleichzeitig errechnet das PISA die Zeit bis zum Erreichen des Warn- oder des Blockierungswertes. Der Betreiber kann dann das Nachfüllen oder die Lecksuche sicher planen.

Die Leckrate wird mit einem digitalen Filter z. B. aus Minutenabstastwerten bestimmt. Das Filter glättet die durch unvermeidliche Temperaturunterschiede in der Kapselung verursachten kurzzeitigen Dichteschwankungen am Sensor. Plötzliche Dichteschwankungen durch Füllen oder auch nur durch das Anschließen eines Schlauches werden gesondert berücksichtigt und lösen keinen Alarm aus. Weitere mögliche Funktionen sind eine Verflüssigungswarnung bei Tieftemperaturen und eine Lichtbogendetektion über den plötzlichen Druckanstieg. Erfahrungen mit Freiluftanlagen zeigen, dass die Leckrate mit einer Genauigkeit besser +/- 1% pro Jahr geschätzt werden kann. Innenraum GIS Anlagen erreichen noch bessere Genauigkeiten. Diese Genauigkeit ist eine ausgezeichnete Basis für die Früherkennung von Leckagen.

Detektion dielektrischer Fehler mit Teilentladungsmessverfahren

Eine Teilentladung (TE), bei der in sehr kurzer Zeit ein Teil der Isolation zusammenbricht, emittiert elektrische und akustische Signale, die zur Fehlerortung und Identifikation herangezogen werden können. Die durch diese Fehlstellen erzeugten Teilentladungen treten in der Regel vor dem Durchschlag auf, so dass durch ihre Messung eine Diagnose des dielektrischen Zustandes einer Schaltanlage möglich wird. Dielektrische Fehler in GIS-Anlagen werden hauptsächlich durch Metallpartikel verursacht. Sie entstehen bei der Fertigung, der Montage oder im Betrieb, wenn z. B. bei beweglichen Teilen die Schmierung versagt. Weitere Ursachen sind scharfkantige Spitzen auf Leiterelektroden oder Lunker in Stützisolatoren. Chemische, optische, akustische und elektrische Teilentladungsmessverfahren eignen sich zur Früherkennung dieser Fehler.

Vor allem die elektrische und die akustische Detektion besitzen eine ausreichende Empfindlichkeit, um die meisten der in der Praxis auftretenden Fehler erkennen zu können. Die aufwendige Analyse der Messdaten und die nicht stationär einsetzbare Messtechnik beschränken den Einsatz heute im wesentlichen auf die Diagnose. In den letzten Jahren findet die Teilentladungsmessung mit Hilfe der UHF-Messtechnik mehr Verbreitung. Für den Einsatz der UHF-Methode ist in der Regel der Einbau von mehreren Feldsensoren notwendig, während eine Prüfung nach IEC 60270 einen grossen, schweren Koppelkondensator erforderlich macht. Die UHF-Methode nutzt die Ausbreitung der TE-Signale als elektromagnetische Wellen innerhalb der GIS, die man als koaxialen Hohlleiter auffassen kann. Durch geeignete Feldsensoren (z.B. planare Antennen, Bild 6) können diese TE-Signale erfasst und aus der GIS ausgekoppelt werden. Eine Empfangseinheit, üblicherweise ein Breitband-Geradeempfänger registriert die Signale. Ein nachgeschalteter Analyserechner bestimmt aus dem Signal charakteristische TE-Impulsverteilungen. Manche Geräte beinhalten Expertensysteme, die den gemessenen Verteilungen eine Fehlerursache zuordnen können.

Ein scheinbarer „Nachteil“ der UHF-Messung besteht darin, daß das UHF-Signal nicht mit der scheinbaren Ladung der TE-Quelle eindeutig korreliert werden kann. D.h. eine Kalibrierung nach IEC 60270 ist aus physikalischen und messtechnischen Gründen nicht möglich. Möglich ist aber ein sogenannter Empfindlichkeitsnachweis der UHF-Sensoren, z.B. nach [6]. Damit kann der Betreiber unabhängig die Empfindlichkeit der TE-Sensoren prüfen. Durch die ausreichende Empfindlichkeit, dem guten Signal-Rauschverhältnis und der Möglichkeit der Ortung des Defektes wird die UHF-Messtechnik vor allem bei Entwicklungs- und Vor-Ort-Prüfungen eingesetzt. Neben der Erfassung, Ortung und Interpretation der TE-Signale sind die genauen Anlagenkenntnisse (Aufbau, Feldverteilung, Isoliermaterial etc.) von großer Bedeutung, um zu Entscheiden, ob sich das Öffnen der Komponente lohnt. Zur Zeit gibt es aber kein System, was neben einer automatischen Interpretation und Ortung der TE-Quelle auch eine Entscheidung über notwendige Massnahmen treffen kann. Weiterhin sind keine oder statistisch nur wenig zuverlässige Aussagen bezüglich der Restlebensdauer einzelner Komponenten oder gar der kompletten Anlage möglich.

Eine Weiterentwicklung der Expertensysteme und Geräte wird die Leistung dieser Methode verbessern und den Einsatz zukünftig auch aus ökonomischer Sicht rechtfertigen. Aus heutiger Sicht ist nicht eindeutig zu klären, ob sich UHF-Teilentladungsmessungen wirtschaftlich lohnen. Dies muss auch in naher Zukunft weiterhin von Fall zu Fall individuell geklärt werden [7].

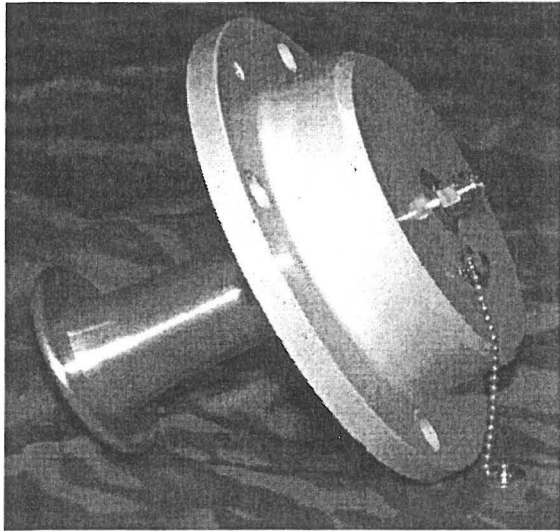


Bild 6:
UHF Teilentladungssensor

Anbindung an die Leittechnik

Die Daten der Monitoringsysteme müssen auch an weit entfernten Orten – z.B. der zentralen Wartungsabteilung – verfügbar sein. Heute stehen verschiedene Kommunikationswege zur Verfügung, z.B. GSM, Betreiber-eigene Paketvermittlungsnetze oder das Büronetzwerk. Die Übertragung der Monitoringdaten erfolgt aus Sicherheits- und Kostengründen getrennt von den Fernwirkssystemen. Aber auch der lokale Zugriff vor Ort muss für Wartungsarbeiten möglich sein. Ein Beispiel (PASS) zeigt Bild 7. Die Station enthält einen Monitoring-Datenserver, der die Informationen aus den PISAs über das Microsoft DCOM-Protokoll über das Daten-netzwerk des Betreibers in die Wartungszentralen überträgt. Dort kann sich jeder Benutzer an seinem Schreibtisch-PC mit der Station verbinden lassen und sich die Daten in seinem WWW-Browser anzeigen lassen.

Mit der gleichen Software kann sich das Wartungspersonal gleichzeitig vor Ort am lokalen Steuerschrank mit einem Laptop die Daten abrufen.

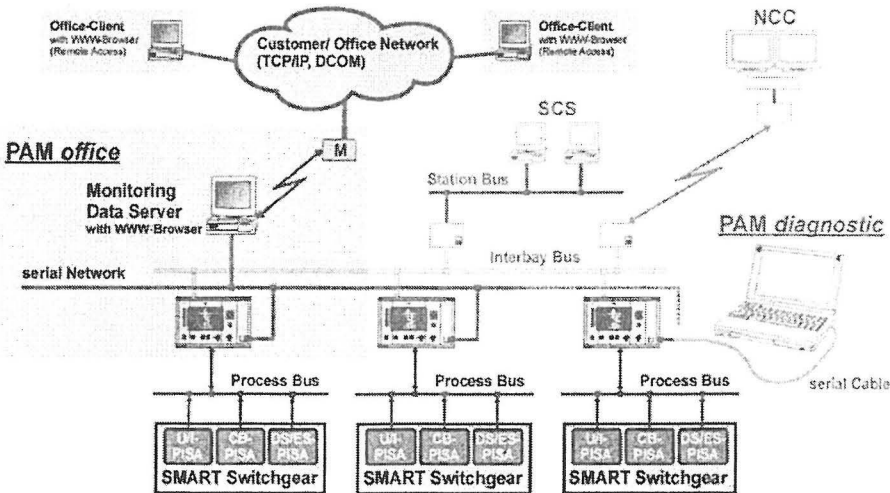


Bild 7:
Kommunikations-
wege für Monito-
ringdaten

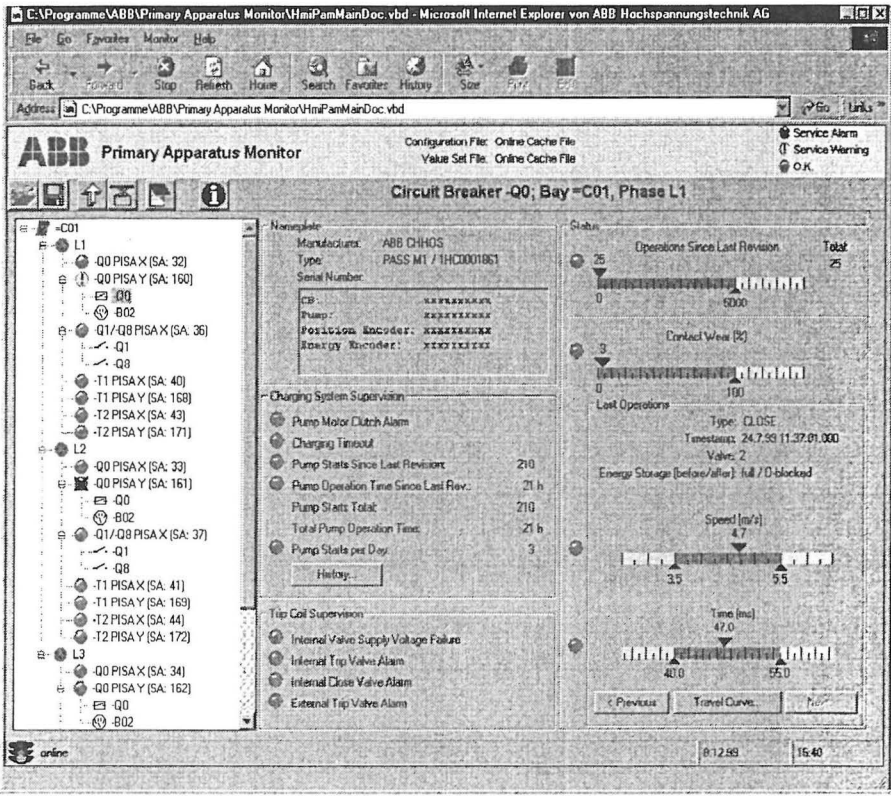


Bild 8:
Anzeige der Leistungsschalterüberwachung

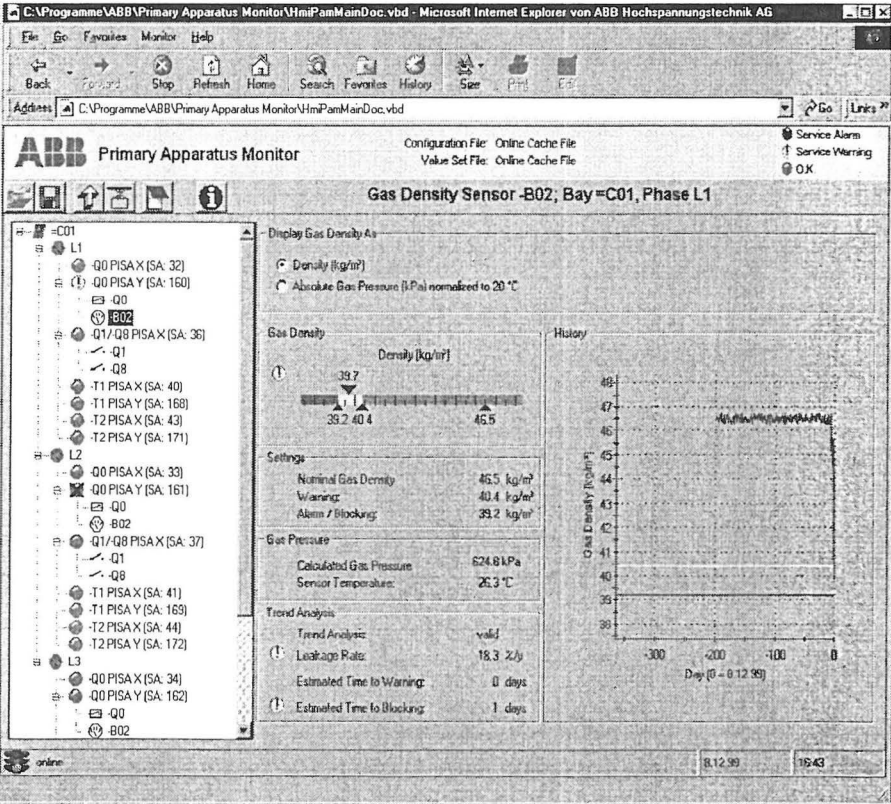


Bild 9:
Anzeige der Gasdichteüberwachung

Bild 8 und 9 zeigen Beispiele für die Anzeigen des Zustands eines Leistungsschalters und der Gasdichteüberwachung eines Gasraums.

Viele Betreiber möchten die Monitoringdaten und Analysen automatisch in ihr ERP-System (Enterprise Resource Planning) übernehmen, um das Erstellen von Wartungsplänen, die Arbeitseinsatzplanung und Ähnliches zu erleichtern. Das Monitoring-System der PASS Anlage benutzt als Interface zu den ERP-Systemen den Datenexport via XML. XML als universelle Sprache erlaubt eine komfortable Interpretation komplexer Daten im ERP-System.

Fast alle beschriebenen Monitoring-Funktionen sind heute mit Einzelgeräten zur Nachrüstung bestehender Anlagen realisierbar. Der Installationsaufwand ist dabei höher als bei den integrierten Lösungen. Schwierig ist aber die zentrale Erfassung der Daten von vielen verschieden aufgebauten Einzelsystemen mit unterschiedlichen Datenschnittstellen. Eine Vereinheitlichung der Schnittstellen ist wünschenswert. XML oder die Objektmodelle in der kommenden IEC61850 sind dazu eine gute Basis.

Service-Konzept und Kostenüberlegungen

Ein sinnvoller Einsatz eines Überwachungssystems erfordert, dass Meßdaten automatisch ausgewertet und die notwendigen Maßnahmen in klarer Form angefordert werden. Außerdem sollte das System keine falschen Alarmer produzieren. Sonst wird die Ersparnis bei den Wartungskosten und durch die Vermeidung von Fehlern durch zeitaufwendige Analysen von laufend anfallenden Meßdaten geschmälert. Im Idealfall arbeitet das Monitoringsystem völlig autark und meldet sich beim Betreiber im mit einer konkreten Anforderung von Wartungsarbeiten. Diese Anforderung kann beispielsweise als Meldung in üblichen Stationsleitsystemen verarbeitet werden. Ein Beispiel:

Schalter Q0/ Feld C01/ Phase L1: Interne Leckage im Hydrauliksystem

Die Ursache dieser Meldung ist eine zu schnelle Selbstentladung des Federspeichers im Ruhezustand. Das Betreiber- oder das Service-Personal des Herstellers können nun durch weitere im PISA gespeicherte Daten die Ursache der Meldung verifizieren und sich z. B. den Trend der Selbstentladung über die letzten Monate ausgeben lassen. Diese Daten werden im einfachsten Fall auf einem tragbaren PC, der vorübergehend an einen der Kommunikationsbusse angeschlossen wird, angezeigt. Weitere Möglichkeiten bieten die Anzeige des Feldsteuerrechners oder ein dauerhaft installierter PC mit Datenfernübertragungsanschluß. Der Service-Techniker kann vor dem Besuch der Anlage die notwendigen Ersatzteile zusammenstellen — hier Hydraulikflüssigkeit, einige Dichtungen und eventuell ein Ventil.

Dieses Vorgehen gilt für alle Überwachungsfunktionen. Wartungspläne, Fehleranalysemethodik und Ersatzteilkhaltung beim Betreiber und beim Hersteller werden auf das Überwachungssystem abgestimmt. Generell gilt, daß nicht die Menge der angebotenen Information, sondern die Aussagefähigkeit ausschlaggebend für den ökonomischen Einsatz ist.

Ausblick

Die beschriebenen Beispiele zeigen die Vorteile eines integrierten Monitoringsystems. In Zukunft werden Programme zur Wartungsplanung interessant, die automatisch den Zustand der Primärapparate berücksichtigen. Ersatzteilkhaltung, Fehlerstatistiken, MTTF Berechnungen und Analysen von Defekten werden verbessert und vereinfacht. Resultat ist ein Wartungsplan, der den aktuellen, vom Monitoringsystem bestimmten Zustand des jeweiligen Primärapparates berücksichtigt und mit der Wichtigkeit der Komponente im Übertragungsnetz gewichtet.

Für den Schaltanlagenhersteller ist es wichtig, dass die prozessnah gewonnenen und vorverarbeiteten Daten ohne zusätzlichen Aufwand von Wartungsplanungssystemen verarbeitet werden können, auch wenn das Stationsleitsystem von einem anderen Hersteller stammt. Kommunikationspfade und Schnittstellen müssen neben den herkömmlichen Signalen und Messwerten auch komplexere Daten, wie zum Beispiel eine Bewegungskurve, unterstützen. Der kommende Standard IEC61850 sieht aus diesem Grund in den Objektmodellen entsprechende Datenstrukturen vor.

Literatur

- [1] F. Engler, A. W. Jaussi: Monitoring und Diagnose von Hochspannungsschaltanlagen - Ein integraler Bestandteil der intelligenten Stationsleittechnik. Elektrotechnik und Informationstechnik, S. 643-651, Bd. 114, Heft 10, 1997
- [2] G. Schett, F. Engler, K. Petterson, A. Kaczkowski, K. Frei: The integration of secondary technology and novel sensors into GIS. Cigré 1994, Ber. 23/13-01
- [3] J. H. Bruhnke, J. H. Esztergalyos, A. H. Khan, D. S. Johnson: Benefits of microprocessor-based circuit breaker control. Cigré 1994, Ber. 23/13-10
- [4] Janssen, Degen, Heising, Bruvik, Colombo, Lanz, Fletcher, Sanchis: Final Report of Second International Enquiry on HV Circuit-Breaker Failures and Defects in Service“, Cigré WG 13-06 Brochure, Juni 1994
- [5] T. M. Chan, F. Heil, D. Kopejtkova, P. O'Connell, J.-P. Taillebois, I. Welch: Report on the second international survey on high voltage gas insulated substations (GIS) service experience. Cigré WG 23.10 Final Draft, zur Veröffentlichung.
- [6] Joint CIGRE Task Force 15/33/03.05: Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF method and the Acoustic method; Électra, No. 183, April 1999, S. 75-87.
- [7] Riechert, U.; Linn, Th.; Winkler, M.; Pietsch, R.: Reasonable Application of UHF-Partial Discharge Measurements in Development, Production and Service of Gas Insulated Switchgear (GIS), CIGRE SC 15, Gas Insulated Systems Symposium, May 9, 2001, Dubai, UAE, pp. 66-72