

1. Einführung

Heute werden die Primärkomponenten gasisolierter Schaltanlagen 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 Automatisierungssysteme 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.

Dieser Beitrag stellt einige Aspekte der Entwicklung geeigneter Überwachungsfunktionen zusammen. Zwei Ziele bestimmen deren Auswahl: 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).

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 nützlich. 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.

2. Stations-Automatisierungssysteme

Intelligente Leittechnik erfordert wesentlich weniger Verdrahtungsaufwand als die bis heute eingesetzte „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 Businterface ausgerüstet, das aus einem Mikrocomputer, Leistungselektronik und Ein-/Ausgabeschaltungen besteht (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.

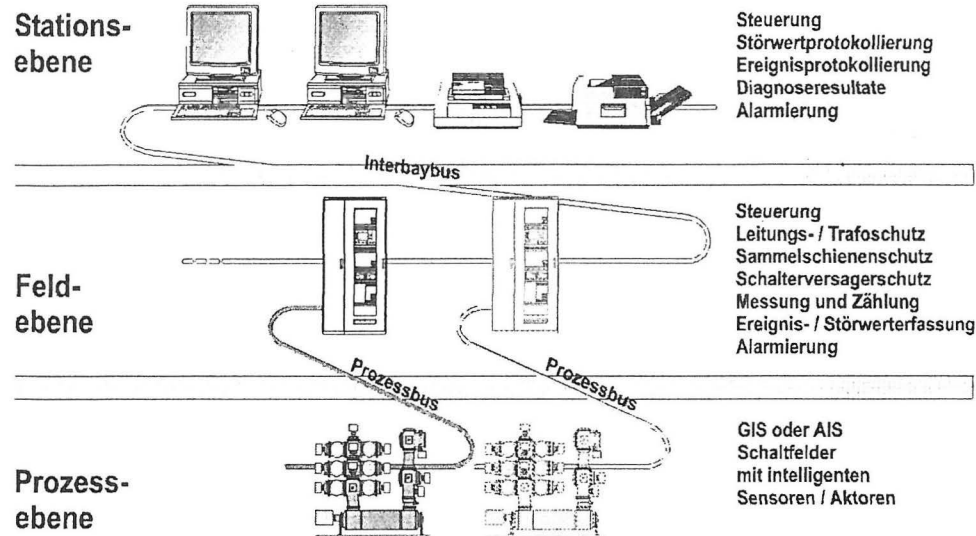


Bild 1:
Anlagenaufbau
mit „intelligenter“
Leittechnik

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.
- 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.

3. Überwachungsfunktionen

Die ständige Überwachung der Primärkomponenten 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 An-

haltungspunkt für auftretende Fehler sind Fehlerstatistiken von SF₆-Leistungshaltern und von GIS-Anlagen [3][4][5].

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

Vorläufige Ergebnisse einer 2. Cigré-Umfrage für GIS-Anlagen zeigen, daß knapp die Hälfte (46%) aller Fehler auf die Leistungshalter entfallen, etwa 16% auf Trennschalter und etwa 11% auf die Sammelschienen und Verbindungsteile [5]. Fehler in den Leistungshalterantrieben 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:

- Die folgenden Abschnitte beschreiben, wie diese Überwachungsfunktionen mit Hilfe der intelligenten Leittechnik realisiert werden.

Moderne Antriebe eliminieren viele der angesprochenen Fehlerquellen. Die enge Verbindung von Rechner, Sensorik und Mechanik ist ideal um die notwendigen Überwachungsfunktionen kostengünstig zu realisieren. Bild 2 zeigt das Prinzipschaltbild eines Leistungsschalterantriebs. Er enthält ein PISA, das zusammen mit der Antriebsmechanik eine konstruktive Einheit bildet. Ein PISA besteht aus:

- 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.



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. Beide Positionsgeber geben Aufschluß über die hydraulisch-mechanische Wirkungskette des Antriebs.

Bei der konventionellen Leittechnik gibt der Schaltspielzähler einen Anhaltspunkt über den Verschleiß der Abbrandkontakte im Leistungsschalter. Manche Geräte erfassen über die Schutzkerne der Stromwandler die Stromsumme $\int i(t)^2 dt$ — ein Hinweis auf die im Leistungsschalter umgesetzte Energie. Der Kontaktabbrand läßt sich genauer bestimmen, wenn die Bewegungskurve zusammen mit den zugehörigen Strom- und Spannungsverläufen am Schalter ausgewertet wird. Damit kann z. B. die Lichtbogenzeit und die verschiedenen Materialeigenschaften der Schalterbauteile berücksichtigt werden.

Strom und Spannung werden 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. Durch die synchronisierten Uhren der PISAs sind die Abtastwerte der Schalterposition und der Ströme/Spannungen mit einer Genauigkeit von besser 25 µs zeitgestempelt und können einander zugeordnet werden.

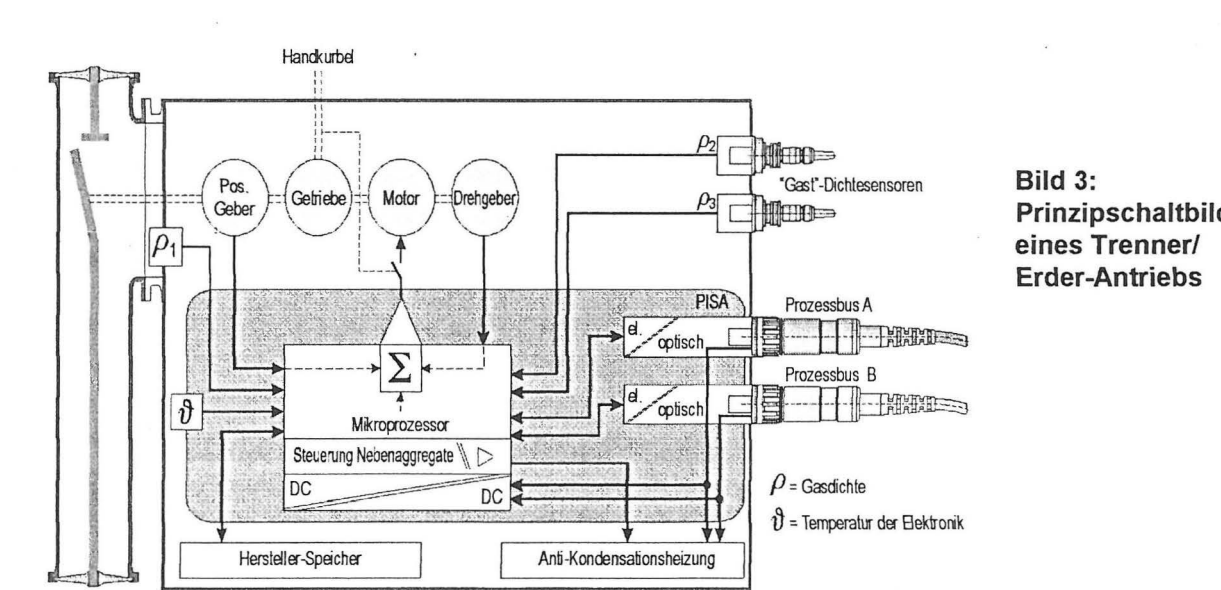


Bild 3:
Prinzipschaltbild
eines Trenner/
Erder-Antriebs

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.

Manche Antriebe werden selten betätigt und können nach monatelangem Stillstand zu Standschäden neigen. Bei einem plötzlichen Sammelschienenwechsel muß aber sichergestellt sein, daß diese Antriebe funktionieren. Bild 3 zeigt das Blockschaltbild eines Trenner-Erder-PISA. Der Antriebsstrang besteht aus einem drehzahlgeregelten Motor, einem Getriebe und der Schaltstange. Zwei Positionsgeber — einer am Motor und einer an der Schaltstange — überwachen den Antriebsstrang. Das Getriebe ist so ausgelegt, daß wenige Motorumdrehungen keine nennenswerte aber eine meßbare Positionsveränderung der Schaltstange bewirken. Die Steuerung führt in angemessenen zeitlichen Abständen, z. B. einmal wöchentlich, einige Motorumdrehungen in positivem und in negativem Drehsinn aus. Die von den Drehgebern erfaßte Wegänderung und der gleichzeitig gemessene Motorstrom geben Auskunft über die Funktion des Antriebs, das Getriebeispiel und die Reibung.

5. Isoliergas

Ein weiteres Beispiel für den sinnvollen Einsatz der intelligenten Leittechnik ist die verbesserte Überwachung der Gasdichte. Die PISAs sind mit Gasdichtesensoren ausgerüstet, die die Gasdichte beliebig fein und kontinuierlich erfassen.

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. Kontinuierlich arbeitende Gasdichtesensoren erlauben eine Trendanalyse, d.h. die laufende Bestimmung der Leckrate. Steigt die Leckrate signifikant an, informiert das PISA den Betreiber schon bei geringsten Gasverlusten (kleiner 1%) über die Leckage. Gleichzeitig errechnet das PISA die Zeit bis zum Erreichen des Warn- oder des Blockiergrenzwertes. Der Betreiber kann dann das Nachfüllen oder die Lecksuche sicher planen.

Die Leckrate kann mit einem digitalen Filter z. B. aus Minutenabstastwerten bestimmt werden. 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.

6. Detektion dielektrischer Fehler mit Teilentladungs-Messverfahren

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. Als einzige Methode für On-Line-Überwachung von GIS und gasisolierten Leitungen (GIL) hat sich die Detektion von Teilentladungen im UHF- (GIS) oder im VHF-Bereich (GIL) etabliert. Die elektromagnetischen Signale werden durch planare Antennen aufgenommen, die in die Kapselung integriert sind. Eine Empfangseinheit, üblicherweise ein Breitband-Geradeusempfänger 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. Bislang haben die Geräte v. a. bei GIS-Anlagen den Nachteil, dass breitbandige Störsignale von aussen in die Anlage einkoppeln und falsche Alarme auslösen können. Ausserdem ist das empfangene Signal durch die Ausbreitungsbedingungen der GIS stark vom Einbauort der Antenne und dem Ort der Signalquelle abhängig. Die automatische Bewertung der Teilentladungssignale ist deshalb nur mit Einschränkungen möglich. Eine Weiterentwicklung der Expertensysteme und Geräte wird die Leistung dieser Methode verbessern und den Einsatz zukünftig auch aus ökonomischer Sicht rechtfertigen.

6. 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 Alarme 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 Stationsleitungssystemen 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 Ersatzteilhaltung beim Betreiber und beim Hersteller werden auf das Überwa-

chungssystem abgestimmt. Generell gilt, daß nicht die Menge der angebotenen Information, sondern die Aussagefähigkeit ausschlaggebend für den ökonomischen Einsatz ist.

8. Ausblick

Die beschriebenen Beispiele zeigen die Vorteile einer dezentralen, intelligenten Steuerung und Überwachung. In Zukunft werden die Stationsleitsysteme auch Programme zur Wartungsplanung beinhalten [6], die automatisch den Zustand der Primärapparate berücksichtigen. 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.

9. 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. Kaczowski, 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] V. Lohmann: Asset Management. Haefely-Trench Symposium 1998