

Stationsleittechnik mit integrierter Zustandsüberwachung erhöht die Wirtschaftlichkeit von Betriebsmittel

Volker Lohmann, ABB Power Automation AG, Postfach, CH 5604 Baden, Schweiz
Fred Oechsle, Universität Stuttgart, Pfaffenwaldring, D-70569 Stuttgart

1 Einführung

Mit der rasch zunehmenden Verbreitung von moderner Stationsleittechnik bei neuen und vor allem auch bei der Ertüchtigung von *bestehenden* Energieübertragungs- und -verteilanlagen entsteht eine neue Infrastruktur. Diese ermöglicht es, Daten von Betriebsmitteln, wie Transformatoren und Leistungsschaltern, über den aktuellen Betriebszustand zu erfassen und an zentrale Wartungszentren zu übertragen. Mit deren Hilfe wird die Wirtschaftlichkeit von Betriebsmitteln erhöht, indem die Kosten für Unterhalt gesenkt, die Verfügbarkeit erhöht und Investitionen für Ausbau und Ersatz effizienter eingesetzt werden.

Die grosse Menge der zustandsorientierten Daten erfordert ein hierarchisch aufgebautes Asset Management System, bei welchem auf jeder Hierarchiestufe die Daten verdichtet, ausgewertet und zu benutzerfreundlichen Informationen verarbeitet werden. Ziel ist es, die richtige Information zur richtigen Zeit der richtigen Stelle in der Organisation eines EVUs zur Verfügung zu stellen.

Betriebsdaten wie Ströme, Spannungen, Ereignisse, Alarmer, Protokolle von Störungen und Trends sowie statistische Auswertungen werden von der Stationsleittechnik während des Betriebes laufend erfasst, gespeichert, zu Informationen verarbeitet und archiviert. Daten über aktuelle Betriebszustände z.B. von Teilentladungsmessungen, Gas- und Isolierölanalysen, sowie thermische und mechanische Beanspruchung, werden mittels geeigneter Sensoren entweder auch bei laufendem Betrieb erfasst oder mittels speziellen Testmethoden im abgeschalteten Zustand ermittelt.

Mit Hilfe der laufenden betrieblichen Überwachung ist es möglich, die Entstehung eines kritischen Betriebszustandes so frühzeitig zu erkennen, dass geeignete Massnahmen für die Vermeidung eines Fehlerfalles rechtzeitig ergriffen werden können. Dabei ist die rasche und richtige *Interpretation* der Betriebsdaten von entscheidender Bedeutung.

Diese Massnahmen verringern allerdings nur die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Fehlern, ein Restrisiko bleibt bestehen. Deshalb müssen in kritischen Fällen für das Eintreten von unvermeidlichen Fehlern, *vorsorgliche* Massnahmen getroffen werden, welche die weitere Ausbreitung und Konsequenzen eines unvermeidlichen Fehlers begrenzen, damit schwerwiegenden Versorgungsengpässe vermieden werden.

Dieser Vortrag soll aufzeigen, welche Möglichkeiten die Stationsautomatisierung (SA) anbietet, um einmal die Notwendigkeit für den Unterhalt von Betriebsmittel vom tatsächlichen Betriebszustand her beurteilen zu können sowie die Fehlerwahrscheinlichkeit zu reduzieren und zum anderen den Umgang mit einer unvermeidlichen Fehlersituationen effizient zu unterstützen.

2 Der Umgang mit Betriebsausfällen

Beim Auftreten von Fehlern, die zu Betriebsausfällen führen, ist die *Dauer des Betriebsausfalles* entscheidend für die Auswirkung von Fehlern und die daraus folgenden Konsequenzen. Deshalb hat für ein EVU (Elektro-Versorgungsunternehmen) die Reduktion der Dauer von Betriebsausfällen höchste Priorität, wie eine kürzlich von den Cigré Study Committees 23 und 39 durchgeführte internationale Umfrage klar bestätigt hat. [1]

Der Umgang mit Betriebsausfällen ist allerdings eine schwierige und komplexe Aufgabe, da sehr unterschiedliche betriebliche Aspekte in Betracht gezogen werden müssen, die noch dazu verschiedene organisatorische Einheiten in einem EVU betreffen. Die Massnahmen, die getroffen werden müssen, um die Dauer von Betriebsausfällen möglichst kurz zu halten, können in *korrigierende* und in *vorsorgliche Massnahmen* unterteilt werden. (Bild 2.1)

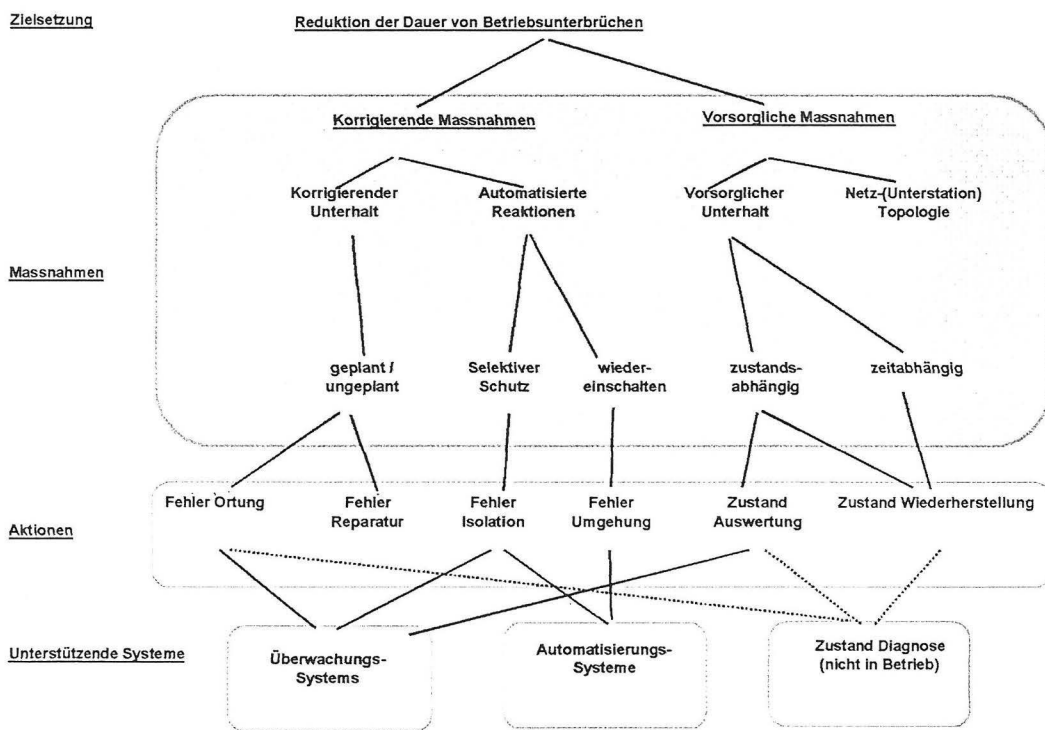


Bild 2.1: Strategien zur Reduktion der Dauer von Betriebsunterbrüchen

Korrigierende Massnahmen dienen der Beseitigung eines aufgetretenen Fehlers, während *vorsorgliche Massnahmen* die Wahrscheinlichkeit des Auftretens eines Fehlers verringern oder dessen Auswirkung und Konsequenzen begrenzen.

Der *korrigierende Unterhalt* umfasst Aktionen wie Fehlerortung und Fehlerreparatur zur Wiederherstellung der minimal geforderten Betriebstüchtigkeit. Reparaturen werden entweder geplant oder sie müssen spontan und ungeplant ausgeführt werden. In der Regel sind ungeplante Reparaturen sehr viel kostspieliger, weil sie zu unvorhergesehenen Versorgungsengpässen führen können. Deshalb sind aus

wirtschaftlichen Gründen geplante Reparaturen vorzuziehen, wobei diese bei den meisten EVUs ein Jahr im Voraus geplant werden.

Automatisierte Reaktionen auf Fehler werden von den Schutzgeräten ausgelöst, in dem ein Ausschaltbefehl selektiv an den oder die Leistungsschalter erteilt und damit die Fehlerstelle vom übrigen Netz getrennt wird. Je nach Art des Fehlers kann auch eine automatische Wiedereinschaltung veranlasst werden.

Vorsorgliche Massnahmen sind *vorsorglicher Unterhalt* und in der Topologie der Station oder des Netzes vorgesehene Umschaltmöglichkeiten oder redundante Betriebsmittel, die es erlauben, in einem Fehlerfall den Betrieb aufrecht zu erhalten.

Der vorsorgliche Unterhalt bei den Betriebsmitteln wird entweder vom *Zustand abhängig* und nur dann gemacht, wenn es wirklich notwendig ist. Oder es wird *zeitabhängig* in regelmässigen Intervallen vorsorglicher Unterhalt gemacht, wie es z.B. vom Hersteller des Betriebsmittel empfohlen wird. Dies ist heute noch die gängige Wartungspolitik.

Dank der neuen Technologie kann heute jedoch der tatsächliche Zustand eines Betriebsmittels wie z.B. Transformator und Leistungsschalter im Betrieb laufend überwacht und analysiert werden. Damit wird die Chance erhöht, dass Fehler im Frühstadium ihrer Entwicklung erkannt werden, und dass ein vorsorglicher Unterhalt so frühzeitig gemacht werden kann, dass der Eintritt eines Fehlers verhindert wird.

Ergänzend dazu können umfangreiche Messungen und Analysen zur Beurteilung des Zustandes eines Betriebsmittels notwendig sein, die aber nur gemacht werden können, wenn das Betriebsmittel freigeschaltet und nicht mehr in Betrieb ist.

3 Nutzen der Stationsautomatisierung

Die Wiederaufnahme des Betriebes nach einer Fehlerabschaltung bedarf bei konventioneller Sekundärtechnik den manuellen Eingriff zur Abklärung der Fehlerursache und zur Wiederherstellung der Energielieferung. Die moderne Stationsautomatisierung (SA) ermöglicht es heute, dass Fehleranalyse, Isolation der Fehlerstelle vom gesunden Netz, Umgehungen der Fehlerstelle und *Wiedereinschaltungen* zum Wiederaufbau der Stromversorgung ohne menschlichen Eingriff weitgehend automatisiert werden können. Das bringt eine massive Reduktion der Dauer eines Betriebsausfalles. Der Beitrag, der dazu von SA erbracht werden kann, erfolgt auf zwei technologischen Pfaden, wie aus dem Bild 3.1 hervorgeht:

1. Bessere Information
2. Intelligente Automation

3.1 Mehr Information

Einige der im Bild 2.1 aufgezeigten korrigierenden und vorsorglichen Massnahmen können nur realisiert werden, wenn mehr Informationen von den Betriebsmitteln zur Verfügung stehen.

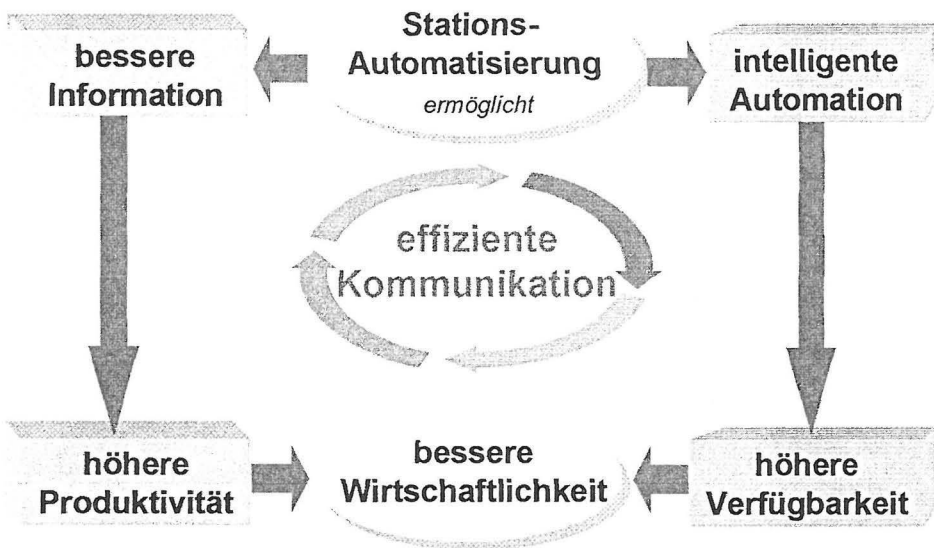


Bild 3.1 Bessere Wirtschaftlichkeit durch Stationsautomatisierung

Die bessere Information z.B. über den aktuellen Zustand von Betriebsmitteln hilft Unterhaltskosten sparen und die Ausnutzung der Betriebsmittel zu verbessern. Beide Aspekte führen zu einer höheren Produktivität und sind Beiträge zu einer besseren Wirtschaftlichkeit.

3.2 Intelligente Automation

Numerische Schutzgeräte für die zuverlässige und selektive Fehlerabschaltung sind die aktiven Sicherheitselemente bei jeder automatisierten Schalthandlung in Schaltanlagen. Werden sie in ein elektronisches System zur Stationsautomatisierung (SA) integriert, sind sie in der Lage, nach einer Schutzabschaltung automatisch eine intelligente Wiederherstellung des Betriebes in den folgenden Schritten einzuleiten:

- Umschaltungen zur Umgehung der Fehlerstelle
- Überprüfung der Bereitschaft zur Wiedereinschaltung
- Wiederherstellung des Betriebes

Bedingung ist aber, dass Schutz- und Steuerungsgeräte direkt miteinander in Echtzeit kommunizieren können.

Die folgenden Beispiele zeigen das enge Zusammenspiel von Schutz und Steuerung nach dem Auftreten von Fehlern.

3.2.1 Umgehung eines fehlerhaften Leitungsschalters

Bei Hochspannungsleitungen mit sehr hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit ist es üblich, im Leitungsfeld einer Schaltanlage mit Doppelsammelschienen eine Umgehungsschiene vorzusehen. Mit deren Hilfe wird der Leistungsschalter Q0 im Falle von Unterhaltsarbeiten im Leitungsfeld überbrückt. Die zugehörige Hochspannungsleitung wird während dieser Zeit über diese Umgehungsschiene mit dem Leistungsschalter Q0 im Kupplungsfeld verbunden und kann deshalb in Betrieb bleiben (Bild 3.2.1)

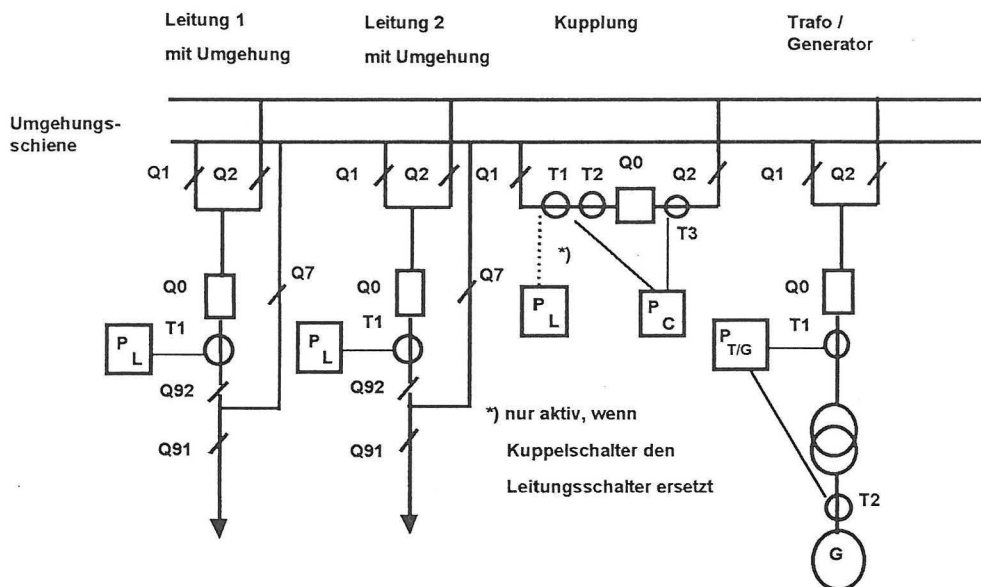


Bild 3.2.1: Doppelsammelschiene mit Umgehungsschiene

In der Schaltanlage müssen folgende vorsorgliche Massnahmen für den Fall getroffen werden, dass der Leistungsschalter in den Leitungsfeldern ausser Betrieb genommen werden muss:

- 2 zusätzliche Trenner Q7 und Q92 im Leitungsfeld
- 1 Umgehungsschiene im Leitungsfeld
- 1 zusätzlicher Stromwandler T1 im Kuppelfeld für den Leitungsschutz
- 1 zusätzlicher Leitungsschutz P_L im Kuppelfeld

Bei konventioneller Sekundärtechnik müssen die für den Umgebungsbetrieb notwendigen Umschaltungen über die Trenner Q7 und Q92 von Hand ausgeführt werden, zumal auch der Leitungsschutz P_L im Kuppelfeld je nach Leitungsfeld entsprechend den Parametern der betroffenen Leitung angepasst werden muss.

Bei elektronischer Sekundärtechnik hingegen kann eine intelligente automatische Umschaltung inklusive Anpassung der Schutzparameter vorgesehen werden. Damit wird es möglich, den Leistungsschalter nicht nur für Unterhaltsarbeiten automatisiert zu überbrücken, sondern auch im Falle eines Fehlers beim Leistungsschalter. Diese automatisierte Korrekturmassnahme verkürzt beträchtlich den Betriebsausfall als Folge eines solchen Fehlers.

3.2.2 Anpassung des Leitungsschutzes

Bekanntlich sind bei parallelen Leitungen deren Impedanzen beeinflusst davon, ob beide Leitungen in Betrieb sind oder ob eine von beiden abgeschaltet und geerdet ist.

(Bild 3.2.2)

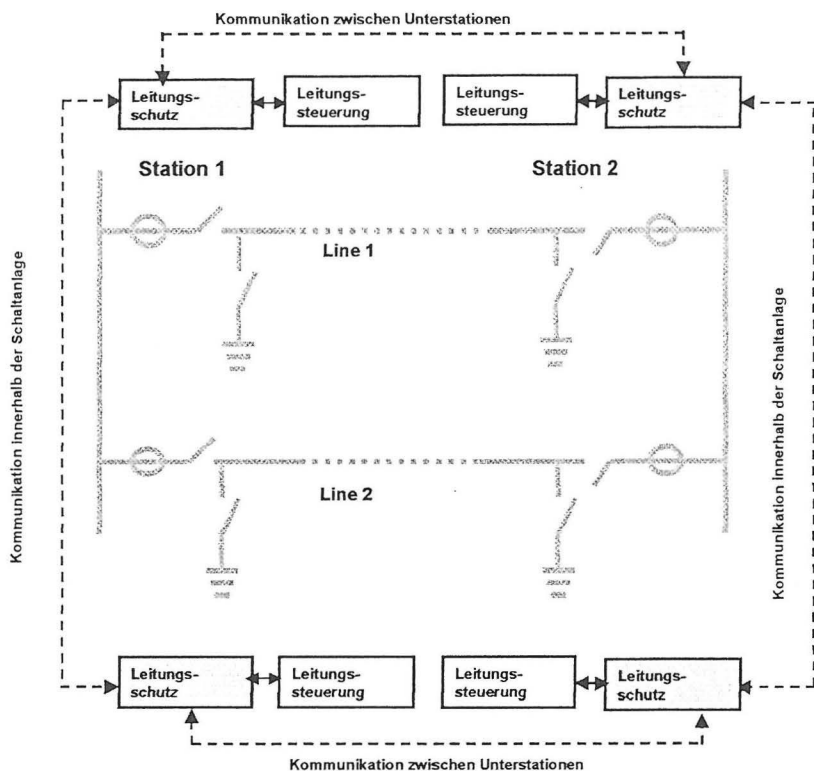


Bild 3.2.2: Anpassung des Leitungsschutzes an die Netz-Topologie

Im Falle der Verwendung von numerischen Leitungsschutzgeräten können Schutzparameter-Sätze entsprechend der veränderten Netztopologie aktiviert werden.. Das bedeutet, dass die Schutzgeräte je nach dem Betrieb der Leitung als Einzel- oder als parallele Doppelleitung optimal hinsichtlich Empfindlichkeit und Selektivität automatisch eingestellt werden. Bedingung ist aber eine sehr zuverlässige und direkte Kommunikation zwischen den Schutz- und Steuergeräten innerhalb der Schaltanlage und zwischen den Schutzgeräten der gegenüberliegenden Unterstationen.

Das oben gezeigte adaptive System für den Leitungsschutz kann ferner dazu benutzt werden, die Lastkapazität der Freileitungen besser auszunutzen, indem die Schutzparameter entsprechend den aktuellen Umgebungstemperaturen automatisch angepasst wird. Denn bei tiefen Umgebungstemperaturen kann mehr Energie über eine Leitung übertragen werden als bei hohen Temperaturen.

Ausserdem kann mit dem System als automatisierte korrigierende Massnahme die Kapazität der Leitung in einem Fehlerfall durch die Anpassung des Schutzes erhöht werden, damit beim Ausfall einer der zwei Leitungen die andere die doppelte Leistung übertragen kann. Damit wird die Dauer eines etwaigen Betriebsausfalles beträchtlich reduziert.

3.3 Intelligenter Lastabwurf

Die Überbelastung eines Verteilnetzes z.B. als Folge des Ausfalls eines Teiles der Stromversorgung, macht sich durch einen plötzlichen Abfall der Netzfrequenz bemerkbar. In einem solchen Fall ist der kontrollierte Lastabwurf durch Abschaltung vorher bestimmter Verbraucher eine typische korrigierende Massnahme, die ergriffen wird, um wenigstens bei einem Teil der Verbraucher, für die eine Unterbrechung schwerwiegende Folgen hätte, die Stromversorgung weiterhin sicherzustellen.

Der konventionelle Lösungsansatz ist rein statisch, indem nach einer vorgegebenen Prioritätenliste Verbraucher abgeschaltet werden, ohne auf die zum Zeitpunkt des Lastabwurfes tatsächlich bestehende Belastungssituation Rücksicht nehmen zu können. Der Grund dafür ist, dass die tatsächlich hinter einem Leistungsschalter befindliche Last im Moment des Engpasses nicht berücksichtigt werden kann.

Hingegen können Lastabwurfsysteme, die mit Mikroprozessoren ausgestattet sind, die tatsächlichen Lastverhältnisse berücksichtigen und selektiv nur die Verbraucher abschalten, bei denen mit Berücksichtigung der Priorität eine Abschaltung am schnellsten die Stabilität der Netzfrequenz wieder erreicht wird. [2]

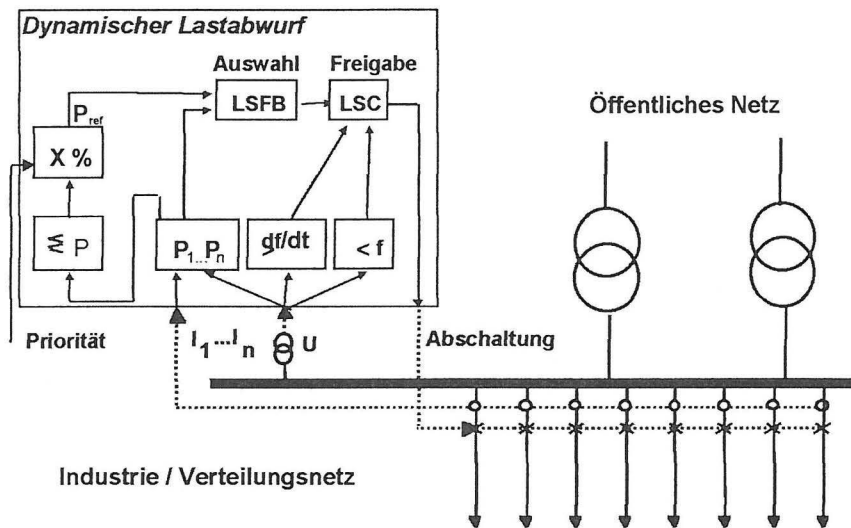


Bild 3.3_1 Dynamischer Lastabwurf

Im Zuge der vermehrt angewendeten verteilten Energieversorgung wird der intelligente Lastabwurf an Bedeutung zunehmen, weil die Versorgungsnetze hinsichtlich Netzfrequenzstabilität empfindlicher werden.

Funktionsmodule für Lastabwurf entsprechend Bild 3.3_1 können in numerische Schutz- oder Steuergeräte in einem System für Stationsautomatisierung integriert werden. Das bietet sich an, weil numerische Schutzgeräte den Laststrom und die Netzspannung sowieso kontinuierlich messen, sodass keine zusätzlichen Stromwandler benötigt werden.

Im oben gezeigten Modul wird die Gesamtlast P_{Σ} , die aus den Lastanteilen P_1 bis P_n ermittelt wird, mit einer wählbaren Referenzlast P_{Ref} verglichen. Aufgrund der vorbestimmten Priorität X% werden die günstigsten Verbraucher ausgewählt, für die im Falle einer Unterschreitung der Frequenz $< f$ oder eines schnellen Abfalles der Frequenz df/dt die Freigabe zur Abschaltung erteilt wird. Wenn nach der ersten Stufe des Lastabwurfes die Frequenz weiterhin sinken sollte, werden weitere Verbraucher mit der zweiten Prioritätsstufe Y% abgeschaltet. Der zeitliche Ablauf des gesamten Vorganges geht aus der Graphik 3.3_2 hervor.

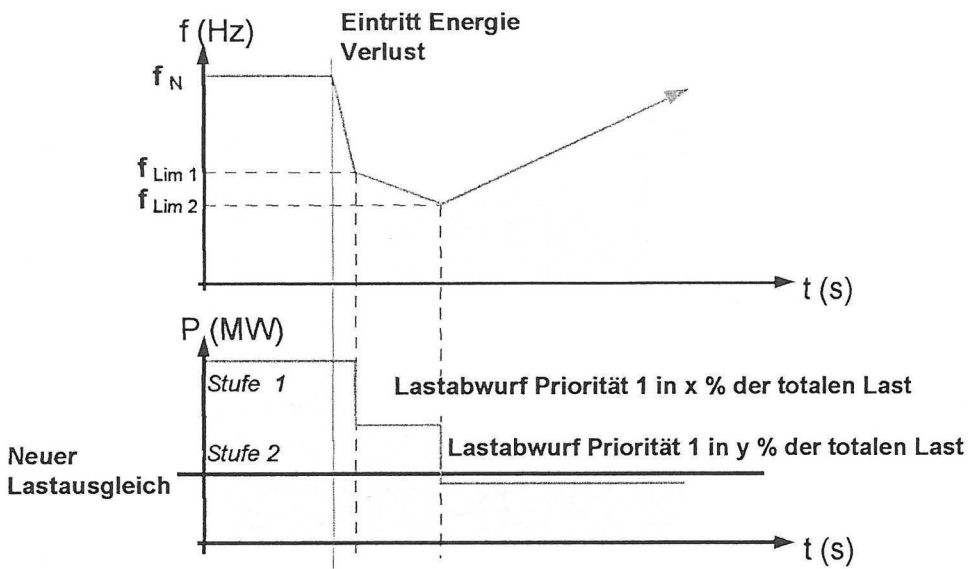


Bild 3.3_2 Ablauf eines dynamisch geregelten Lastabwurfes

Diese elektronische Methode für den Lastabwurf hat neben der optimierten Auswahl der abzuschaltenden Verbraucher noch den weiteren Vorteil, dass in den meisten Fällen schon nach dem Lastabwurf der Verbraucher mit der ersten Prioritätsstufe, wieder Frequenzstabilität erreicht wird. Damit wird der Vorgang gegenüber der konventionellen Methode erheblich beschleunigt.

3.4 Wiederherstellung des Betriebes nach Lastabwurf

Sobald nach dem Lastabwurf die volle Netz-Leistung wieder zur Verfügung steht, erfolgt automatisch ein geregelter Wiederaufbau des vollen Betriebes gemäss der Graphik 3.4.

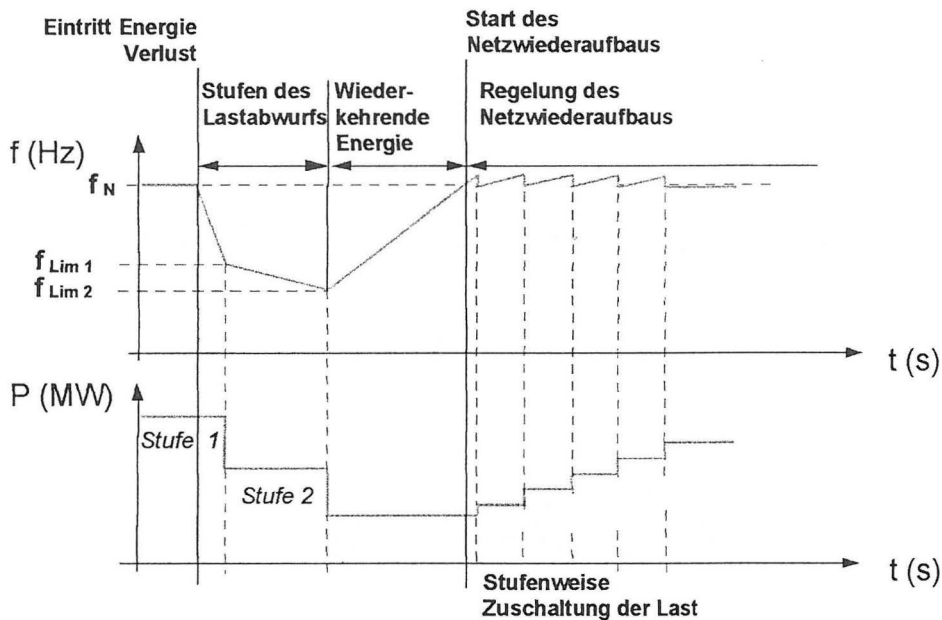


Bild 3.4 Netzwiederaufbau nach Lastabwurf

Dabei wird stufenweise die Last wieder zugeschaltet. Jede Zuschaltung hat einen kurzzeitigen Einbruch der Netzfrequenz zur Folge. Dieser wird jedesmal sofort durch den Frequenzregler ausgeglichen. So werden spürbare Störungen im Netz während des Netzwiederaufbaus vermieden.

4 Nutzen der Zustandsüberwachung von Betriebsmittel

Die Zustandsüberwachung von Betriebsmitteln betrifft hauptsächlich Abnutzung und Alterung, die sowohl bei Normalbetrieb oder bei kurzzeitigen Überbelastungen stattfinden. Dabei wird laufend der aktuelle Zustand eines Betriebsmittels analysiert. Im Falle der Erkennung eines Problems wird vorherbestimmt, mit welcher Wahrscheinlichkeit sich das Problem zu einem ernsthaften Fehler entwickeln wird.

Die Beurteilung, ob ein sich abzeichnendes Problem behoben werden soll, hängt auch von den zu erwartenden Konsequenzen des Fehlerfalls ab. Neben den rein technischen Aspekten spielen also auch wirtschaftliche Überlegungen eine Rolle, wenn entschieden werden muss, ob ein Betriebsmittel zur Durchführung von Unterhaltsarbeiten ausser Betrieb genommen werden soll. In diesem Zusammenhang wird der Begriff „Zustandsüberwachung“ wie folgt neu definiert: [3]

Zustandsüberwachung ist eine Technik für das Management von Netzen und Unterstationen zur Energieübertragung und Energieverteilung, welche die regelmässige Auswertung des aktuellen Betriebszustandes von Betriebsmitteln dazu nutzt, um die kombinierten Kosten für Betrieb und Unterhalt so tief wie möglich zu senken.

4.1 Thermische Überwachung von Transformatoren

Den nicht unerheblichen Investitionen, die ein Überwachungssystem erfordert, muss auch ein entsprechender Nutzen gegenüberstehen. Dieser Nutzen liegt in verschiedenen Einsparungen die mit einem Überwachungssystem erzielt werden können. Diese lassen sich in einmalige und in laufende Kostenvorteile unterteilen.

Einmalige Vorteile:

- geringere Geräusche
- kleinere Kühlanlage
- Fehlerfrüherkennung

Laufende Vorteile:

- längere Nutzungsdauer
- zustandsorientierte Wartung
- Überlastbarkeit
- Einsparung von Hilfsenergie

Der Schwerpunkt der Vorteile tritt während des laufenden Betriebs zutage. Hier hat man durch die vielen vom Überwachungssystem zur Verfügung gestellten Informationen die Möglichkeit einen möglichst optimalen Betrieb des Transformators zu realisieren. (Bild 4.1)

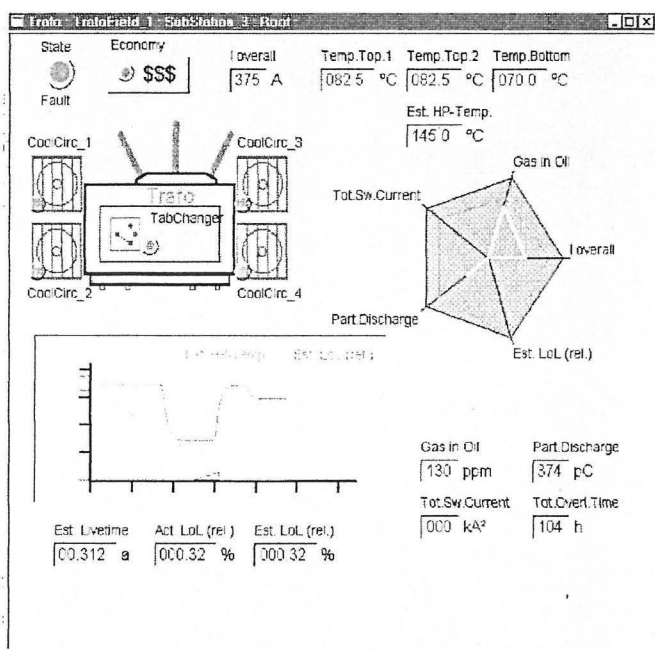


Bild 4.1 Überwachung von Transformatoren mit AMACS

So kann zum Beispiel im Teillastbetrieb, bei dem man genügend Kühlleistungsreserve zur Verfügung hat, die Kühlanlage so betrieben werden, dass der Transformator minimale Verluste erzeugt. Es muss also ein Optimum zwischen der aufzuwendenden Hilfsenergie für die Kühlanlage, die mit sinkender Transformatorübertemperatur steigt, und den temperaturabhängigen ohmschen Verlusten, welche mit der Temperatur steigen, gefunden werden. Durch die optimierte Betriebsführung ist eine verlängerte Nutzungsdauer möglich. Es kommt dabei jedoch auf den Stellenwert des jeweiligen Transformators im Netz an. Einen wichtigen Transformator wird man, wenn es notwendig wird, eher auf Kosten seiner Lebensdauer überlasten als die Versorgungssicherheit des Netzes zu gefährden. Diese Einsatzstrategie, die bei jedem Transformator anders sein kann, muss im Überwachungssystem anhand einiger Parameter eingestellt werden können. Ein

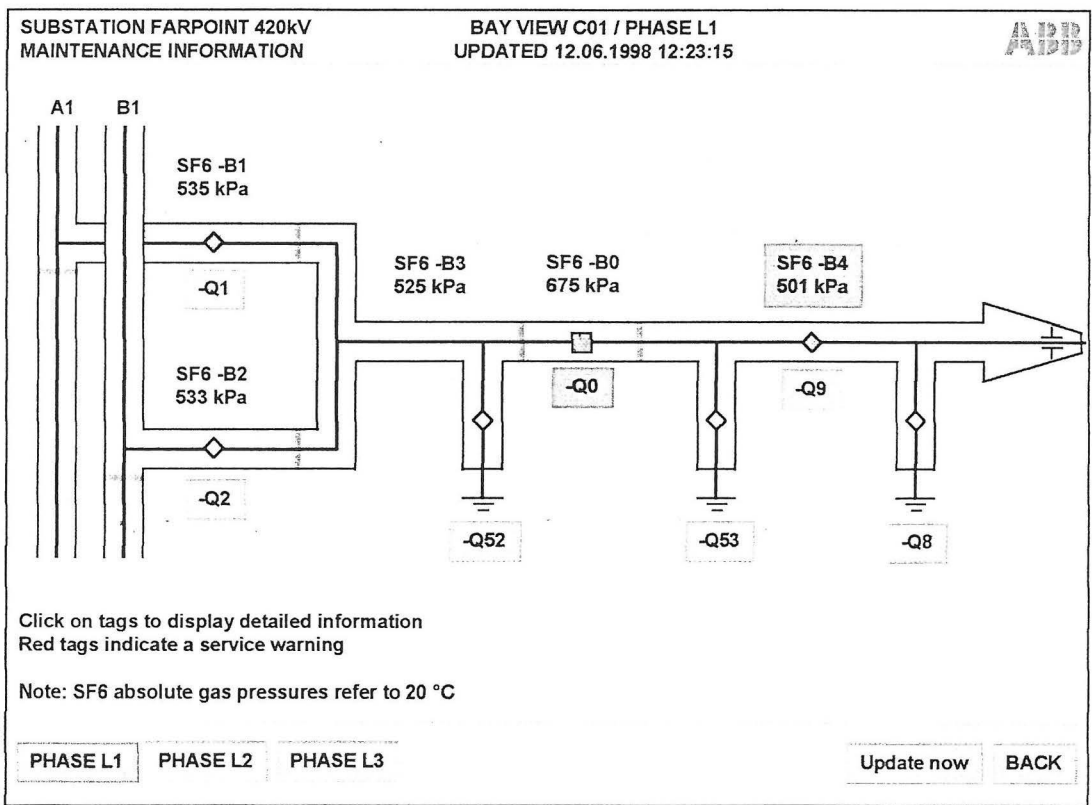
weiterer Vorteil ergibt sich durch die Möglichkeit die Betriebsmittel entsprechend ihrem Verschleiss zu warten. Ausserdem können die wartungsbedingten Ausfallzeiten innerhalb vertretbarer Grenzen geplant werden. Auf diese Weise können die Schalthandlungen im Netz und die damit verbundenen Kosten und Risiken minimiert werden.[4]

4.2 Zustandsüberwachung von Leistungsschaltern

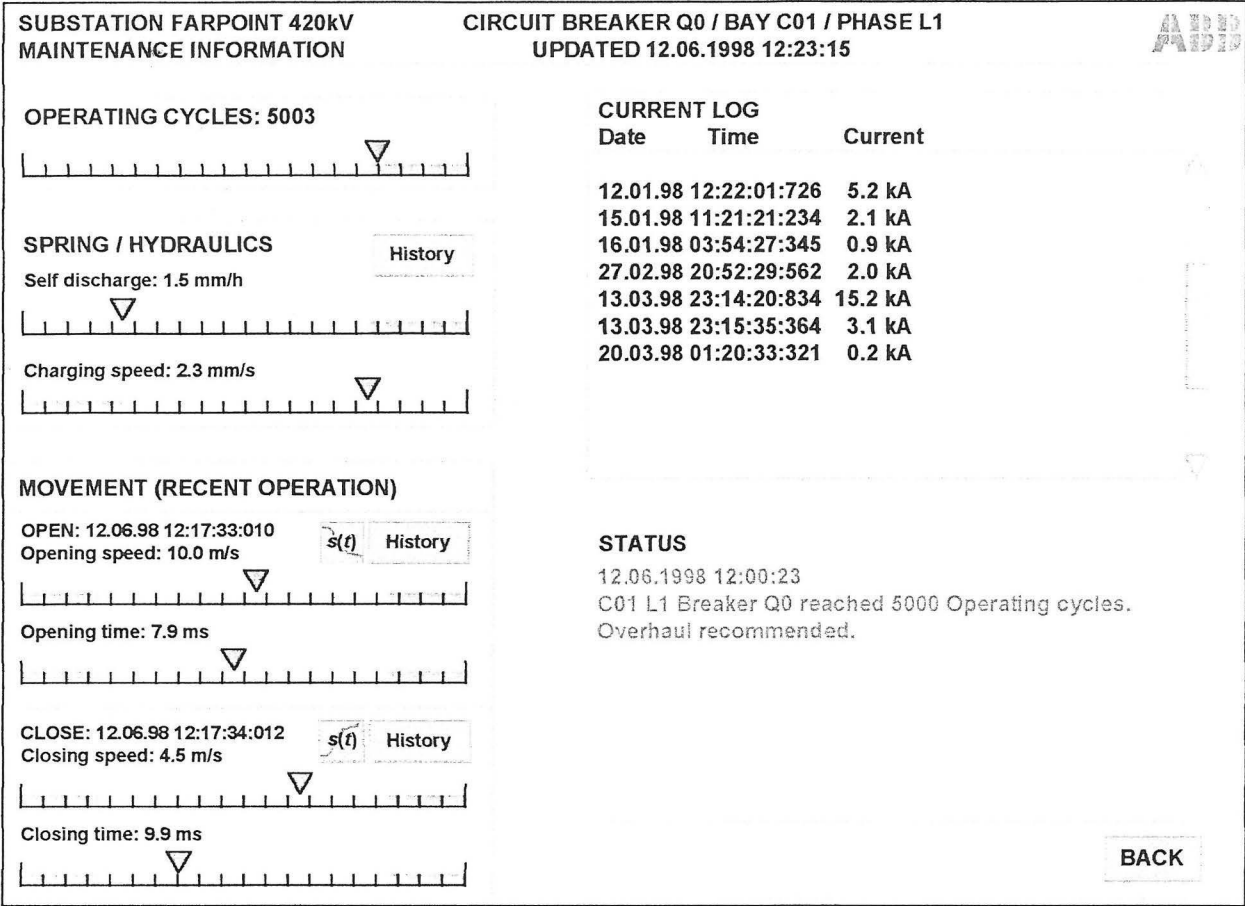
Neben den Transformatoren sind die Leistungsschalter hinsichtlich Fehlerhäufigkeit einerseits und Verfügbarkeit andererseits die kritischsten Komponenten in einer Schaltanlage. Die Überwachung deren Funktionstüchtigkeit betrifft zum einen die Löschkammer, die als Folge der Hitzeeinwirkung durch den Fehlerlichtbogen bei jeder Stromabschaltung in Abhängigkeit von der Grösse des Fehlerstromes abgenutzt wird und zum anderen um den Antrieb, bei dem es in erster Linie um mechanische Abnutzung geht. Je nach Typ des Antriebes geben unterschiedliche Qualitätskriterien über dessen Funktionstüchtigkeit Auskunft .

Jede betriebliche oder durch den Schutz ausgelöste Schaltung wird dazu genutzt, um durch Messung zu überprüfen, ob die Einschalt- und Ausschaltzeiten noch innerhalb bestimmter Grenzwerte liegen. Bei Schaltern mit hydraulischen oder pneumatischen Antrieben kann auch im Ruhezustand die Häufigkeit der Pumpen- bzw. Kompressoranläufe zur Beurteilung der Dichtigkeit des Systems überwacht werden. Bei Leistungsschaltern mit SF6 Gas als Isolier- und Löschmittel ist die Gasdichte eine aussagekräftige Messgrösse zu Beurteilung der Betriebstüchtigkeit.

Im Bild 4.2_1 ist als Beispiel die Überwachung eines gesamten mit SF6 Gasisolierten Schaltfeldes gezeigt. Bei dem Leistungsschalter –Q0 wird eine kritische Situation für die Phase 1 angezeigt.



Beim Auftreten einer solchen Situation wird vom Überwachungssystem ein Abbild von dem gesamten betrieblichen Zustand des Leistungsschalters erstellt , wie in der Abbildung 4.2_2 gezeigt ist.



Der Zustandsbericht zeigt auf, dass mit dem Leistungsschalter bereits mehr als 5000 Schaltungen durchgeführt worden sind, sodass gemäss den Richtlinien des Herstellers eine Wartung empfohlen wird.

Ferner wird aufgelistet, welche Ströme der Leistungsschalter zu welchem Zeitpunkt geschaltet hat. Mit diesen Werten kann die thermische Abnutzung des Löschsyste.ms beurteilt werden.

Im weiteren werden historische Werte über Selbstentladung des hydraulischen Systems und dessen Wiederaufladezeiten registriert sowie die gemessenen Einschalt- und Ausschaltzeiten der Hauptkontakte. Alle diese Werte liegen zwar im grünen Bereich, wobei sich die Einschaltgeschwindigkeit aber dem roten, kritischen Bereich schon recht nahe ist.

Aus den oben gezeigten Messwerten, kann ein sich abzeichnendes Problem bei dem Leistungsschalter so frühzeitig erkannt werden, dass eine vorsorgliche Wartung zur richtigen Zeit einen Fehler verhindert.

4.3 Frühzeitige Erkennung von kritischen Betriebssituationen

Neben der Planung von Wartung oder Ertüchtigung der Betriebsmittel, profitiert auch die Betriebsführung von den Zustandsdaten verschiedener Betriebsmittel. Bei Transformatoren ist es beispielsweise möglich die Temperaturentwicklung im inneren für den Überlastbetrieb vorherzusagen, so dass bereits in Vorfeld der

drohenden Erwärmung Massnahmen ergriffen werden können. Prinzipiell gilt dies auch für Leitungen und Kabel. Als Gegenmassnahmen sind vor allem Umgehungsschaltungen sowie Lastabwurf denkbar oder, wo dies möglich ist, eine vorausschauende Erhöhung der Kühlleistung.

Bei Leistungsschaltern hat sich gezeigt, dass die Antriebe und Steuerungssysteme die weitaus grössere Fehlerhäufigkeit haben als die Löschkammern oder Isolierung über die Löschkammer oder gegen Erde. Demnach ist es am effizientesten das mechanische Verhalten während eines normalen Schaltmanövers zur frühzeitigen Fehlererkennung zu überwachen. Das ist auch der Grund dafür, dass jeder Leistungsschalter mindestens einmal im Jahr geschaltet werden sollte, auch wenn dies aus betrieblichen Gründen gar nicht notwendig wäre.

4.4 Management von zustandsorientierten Daten

Heute gibt es eine Vielzahl von Sensoren, die Zustandsdaten von Schaltern, Transformatoren, Ableitern oder Strom- und Spannungswandlern sammeln. Intelligente Monitoring Systeme liefern häufig detaillierte Lebensdauerberechnungen oder Angaben über die Ausfallwahrscheinlichkeit des überwachten Gerätes.

Im englischsprachigen Raum wird die Aufgabe der Auswertung von zustandsbezogenen Betriebsmitteldaten sowie die Ableitung von Verhaltensregeln daraus als Asset Management bezeichnet. Um finanziell von den Zustandsdaten profitieren zu können, muss ein Asset Management System folgende Voraussetzungen erfüllen:

1.) Flexibilität und Offenheit

Weil die Innovationszyklen im Bereich des Monitoring kurz sind, müssen neue Komponenten leicht in das bestehende System integriert werden können.

2.) Zentrale Datenauswertung

Obwohl die Zustandsdaten dezentral erfasst, zum Teil auch vor-ausgewertet und gespeichert werden, muss das gesamte Netz von zentraler Stelle aus überschaubar sein.

3.) Entscheidungs-Empfehlungen

Nach Analyse und Interpretation der Zustandsdaten müssen ggf. automatisch Empfehlungen für den Betrieb oder die Wartung einzelner Betriebsmittel ausgegeben werden. Da solche Empfehlungen oder Warnungen von der technischen und ökonomischen Unternehmensphilosophie abhängen, müssen diese ohne Programmieraufwand frei konfigurierbar sein.

4.) Datenspeicherung für Langzeitanalyse

Da viele Daten zur Vermeidung von Redundanzen dezentral gehalten werden, müssen Schnittstellen zu vorhandenen Datenbanken geschaffen werden.

5.) Nutzung bestehender Leitsysteme

Kosten für zusätzliche Datenerfassungssysteme können vermieden werden, wenn Messdaten von bestehenden Leitsystemen übernommen werden. Für entsprechende Schnittstellen ist zu sorgen.

Am Stuttgarter Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik wird mit der AMACS-Software ein Lösungsansatz für die genannten Anforderungen vorgestellt. Alle Informationen über die Hardwarestruktur, Zugriffsrechte und Schnittstellen werden mit Hilfe einer objektorientierten Systemdefinitionssprache zentral formuliert. Dadurch muss bei Änderung der Hardware keine Programmänderung vorgenommen, sondern nur die Systemdefinition angepasst bzw. ergänzt werden. Alle Auswertungsfunktionen und mathematischen Verknüpfung

der Messwerte sind mit Hilfe der Definitionssprache frei formulierbar, ebenso wie deren Darstellung, Archivierung und das Alarmierungskonzept. Das Asset Management wird somit vom Benutzer konfiguriert, anstatt programmiert. Dieses Konzept ist beliebig hierarchisierbar, so dass dieselbe Software beispielsweise in einer Schaltanlage oder in der Netzleitwarte eingesetzt werden kann. Bild 4.4_1 zeigt diesen Ansatz prinzipiell am Beispiel der Monitoringsystemen einem 350 MVA Transformator der EVS/EnBW in Grossgartach

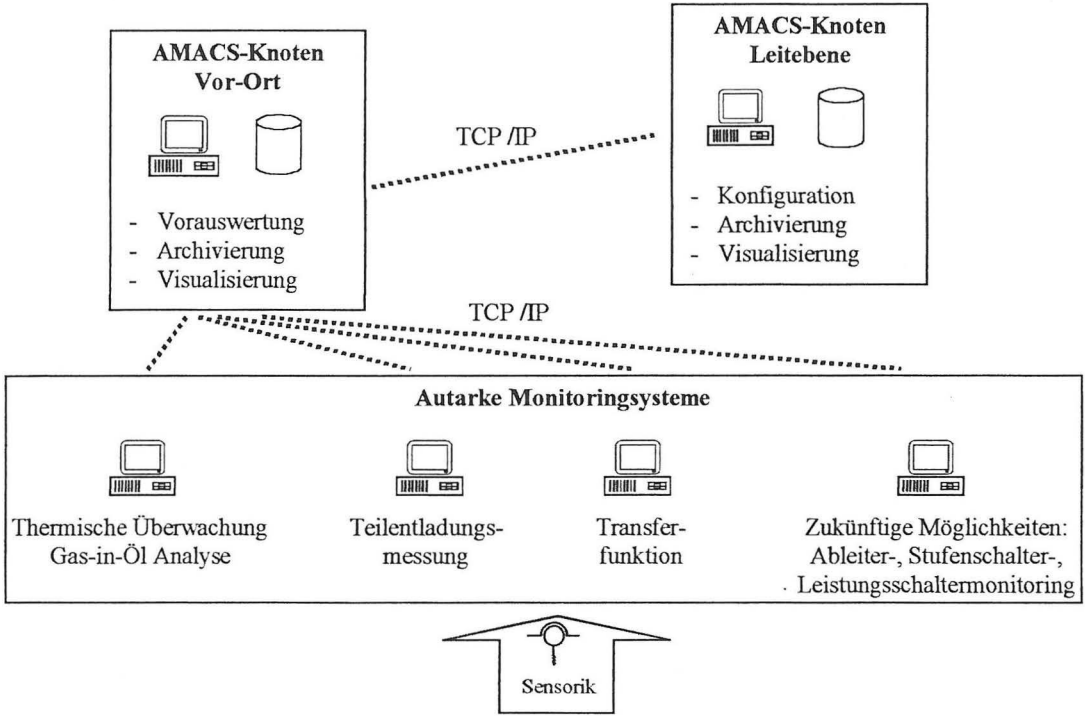
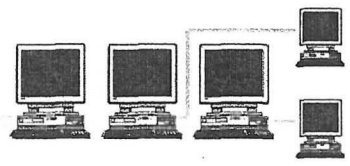


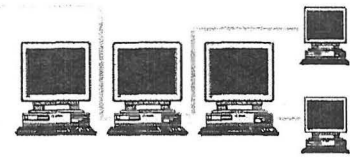
Bild 4.4_1: Vernetzung autarker Monitoringsysteme mit AMACS

Im Bild 4.4_2 ist der Ansatz für eine durchgängiges Asset Management System dargestellt für die verschiedenen Hierarchiestufen in einem Versorgungsnetz und mit der stufenweisen Auswertung und Verarbeitung von zustandsorientierten Daten.

AMACS - Hardware



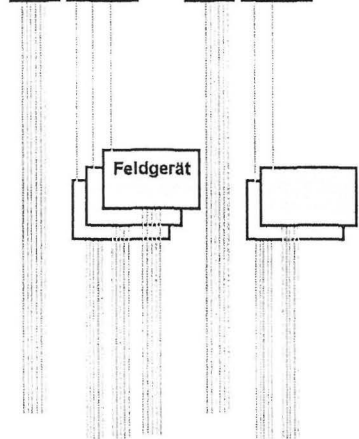
WAN, Modem



LAN, Feldbus

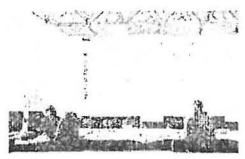
Feldadapter
- Datenerfassung
- Auswertung
- Steuerung

EA's Ser Interface

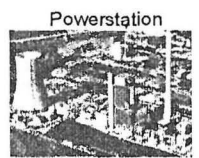
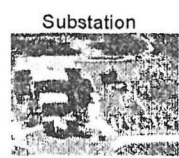


Hierarchieebenen der Energieversorgung

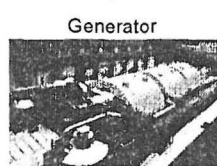
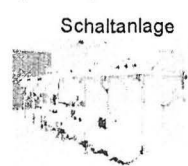
Management
- zentrale Leitwarte
- Management
- wirtschaftliche Leitung



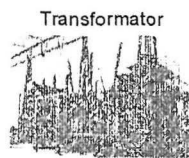
Stationen
- Powerstations
- Substations



Betriebsmittelgruppen
- Schaltfeld
- Trafefeld
- Generatorfeld



Betriebsmittel
- Transformator
- Schalter
- Meßsysteme
- Generator



Sensoren/ Aktoren
- Ein-/Ausgänge

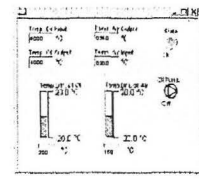
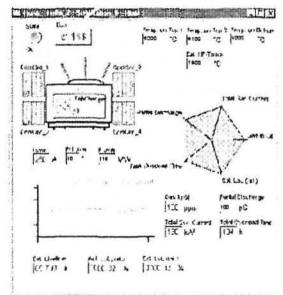
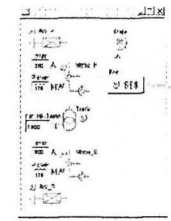
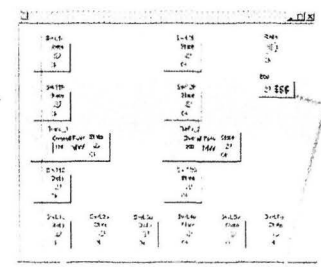
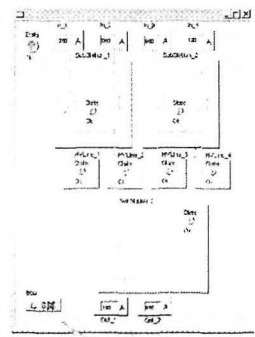


UI-Kombisensor

Wandler

Rogowski-Spule

AMACS - Software



5 Schlussfolgerung

Moderne Stationsautomatisierung nutzt die Synergie von numerische Geräten für Schutz und Steuerung. Sie umfasst zum einen die Diagnose des Betriebszustandes aller Komponenten einer Schaltanlage zur frühzeitigen Erkennung eines Problems, was eine Reduktion der Fehlerwahrscheinlichkeit zur Folge hat. Zum anderen werden automatische Reaktionen auf unvermeidliche Fehler unterstützt, womit eine Reduktion von Betriebsausfallzeiten und eine Erhöhung der Verfügbarkeit erreicht werden.

Künftig werden vielfältige Sensoren Zustandsdaten unterschiedlicher Betriebsmittel sammeln, welche teilweise in kompakten Monitoringsystemen innerhalb der Unterstationen ausgewertet werden. Diese Daten werden dazu genutzt werden, um mittels zustandsorientierter Wartung und optimierten Einsatz der Betriebsmittel die Betriebskosten zu senken.

Zur Unterstützung der Bearbeitung von den grossen Datenmengen aus allen Stationen werden übergeordnete, umfassende Asset Management Systeme benötigt, die diese Daten zusammenfassen auswerten, visualisieren und archivieren. Als zentrale Anforderungen an solche über mehrere Hierarchiestufen verteilten Systeme werden Flexibilität und Offenheit gesehen.

Die nötige Flexibilität kann durch die Benutzung einer zentralen Systemdefinitionsdatei realisiert werden. Die gewünschte Offenheit wird durch die Unterstützung von standardisierten Schnittstellen und Protokollen wie z.B. das Internet Protokoll TCP/IP erreicht. Neben den niedrigen Kosten und der weiten Verbreitung standardisierter Komponenten können so Vorteile durch Nutzung von Browser-Technologie oder bei der Übertragung multimedialer Daten genutzt werden.

6 Referenzen

[1] M.R. Allison, „An International Survey of Maintenance Policies and Trends“, on behalf of Cigré Study Committees 23 and 39, Cigré London Symposium 1999

[2] C. Cadotsch, „Intelligent Load Shedding for Distribution and Industrial Networks“, in Cigré Regional Meeting – Asia and Middle East, September 1997

[3] V. Lohmann, O. Preiss, „Less Impact of Power Failures Due to Substation Automation“, Cired Electricity Distribution 15th International Conference, 1-4 June 99 in Nizza.

[4] J. Bertsch, F. Oechsle, M. Schäfer: Thermische Überwachung von grossen Öltransformatoren, Bulletin SEV/VSE 20/1998

[5] Janssen, Degen, Heising, Buvik, Lanz, Fletcher, Sanchis, „Final Report of Second International Enquiry on HV Circuit Breaker Failures and Defects in Service“, Cigré WG 13-06 Brochure, June 1994