

Technische Möglichkeiten und Wirtschaftlichkeit von online Monitoringsystemen für Leistungstransformatoren

Dr.-Ing. St. Tenbohlen, Dipl.-Ing. T. Stirl
ALSTOM Schorch Transformatoren GmbH,
Mönchengladbach

Kurzfassung

Um eine Erhöhung der Verfügbarkeit und eine optimierte Betriebsführung von Leistungstransformatoren zu erreichen, ist ein Monitoring zur Zustandsüberwachung und –diagnose sinnvoll, notwendig und akzeptiert.

Die im Beitrag vorgestellte Kosten-Nutzen-Analyse zeigt die Wirtschaftlichkeit von on-line Monitoringsystemen hinsichtlich verschiedener strategischer und direkter Einflußfaktoren auf. Um diese Wirtschaftlichkeitsforderungen erfüllen zu können, sind unterschiedliche technische Ansätze bei der Konzeption des Monitoringsystems notwendig, die in diesem Beitrag vorgestellt werden. Zum einen kann ein kostenoptimiertes Monitoring von Mittelleistungstransformatoren über eine Microcontrollerschaltung erfolgen. Um Grenzleistungstransformatoren oder eine gesamte Schaltanlage zu überwachen, bietet sich der Einsatz von Feldbus- und Prozeßleittechnik an, um so flexible Systemarchitekturen realisieren zu können. Dabei steht im Mittelpunkt des Systems ein Server mit dem auch gleichzeitig mehrere Transformatoren überwacht werden können. So können die erfaßten Informationen über den Betriebszustand vielen Anwendern in einem Energieversorgungsunternehmen einfach mit Hilfe des Intranets zur Verfügung gestellt werden.

1 Einleitung

Ein on-line Monitoringsystem ist besonders für den Einsatz an Leistungstransformatoren geeignet, mit dem Ziel der Gewährleistung einer zuverlässigen Energieversorgung in Verbindung mit einem reduzierten Instandhaltungsaufwand und einer optimalen Ausnutzung. Durch die kontinuierliche Überwachung können frühzeitig Unregelmäßigkeiten erkannt und Ausfälle vermieden werden. Durch Kenntnis der Lebensgeschichte und des momentanen Zustandes des Transformators lassen sich eine hohe und kontrollierte Ausschöpfung der Restnutzungsdauer erreichen und im Bedarfsfall Hinweise geben, durch gezielte Eingriffe die Nutzungsdauer zu verlängern (Life-Management). Um bei Erfordernis eine konsequente Ausnutzung der technisch möglichen Beanspruchung des Transformators zu gewährleisten, muß eine thermische Modellierung erfolgen, um Angaben zur momentanen Überlastbarkeit des Transformators machen zu können.

In diesem Beitrag wird der Schwerpunkt auf die Systembeschreibung und die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Monitoringsystemen gelegt. Für die Darstellung von Betriebserfahrungen sei auf die Literatur verwiesen [1,2,3,4].

2 Systemaufbau

Die weltweit erlangte Bedeutung von on-line Monitoringsystemen wird im Zuwachs der Anzahl der installierten Systeme deutlich. So sind die MONITORINGSYSTEME MS 1000 und MS 2000 der Firma ALSTOM mittlerweile weltweit an strategisch wichtigen Punkten, wie z. B. Kern-, Kohle- und Pumpspeicherkraftwerken, installiert.

2.1 Sensortechnologie

Statistiken über Ausfallraten von Transformatoren [5] weisen Stufenschalter, Aktivteil und Durchführungen als die häufigsten Ursachen für lang anhaltende Ausfälle aus (**Tabelle 1**). Daher ist die Installation eines umfassenden Monitoringsystems zur Detektion und Warnung vor einer drohenden Störung ratsam für strategisch wichtige Leistungstransformatoren. Des

weiteren muß die eingesetzte Sensortechnologie auf die speziellen Anforderungen des Transformators, wie strategische Bedeutung, Alter und Zustand, abgestimmt sein.

Stufenschalter	40 %
Wicklung + Kern	35 %
Durchführungen	14 %
Kessel	6 %
Zusatzeinrichtungen	5 %

Tabelle 1: Fehlerursachen von Leistungstransformatoren mit Ausfallzeiten > 1 Tag [5]

2.1.1 Durchführungen

Für die Messung von **Betriebsspannungen** und der Detektion von **Überspannungen** wird ein kapazitiver Spannungssensor eingesetzt, wodurch die am Transformator anliegende Spannung am Meßanschluß der Kondensatordurchführung gemessen wird. Der Sensor ist direkt mit dem Durchführungsanschluß ohne zusätzliche Kabel oder Stecker verbunden. Diese Konstruktion erlaubt eine sichere und zuverlässige Spannungsmessung mit einer Bandbreite bis zu 2 MHz. Transiente Überspannungen stellen ein erhebliches Gefährdungspotential für die Isolation einer Transformatorwicklung dar. Daher ist die Detektion und Auswertung dieser Transienten von großer Bedeutung für die Beurteilung der Zuverlässigkeit. Überspannungen können zum einen durch Gewitterentladungen aber auch durch Schaltvorgänge, wie z. B. Einschaltung von Freileitungen und Drosseln verursacht werden. Außerdem sind Informationen über die Höhe von Überspannungen von großer Bedeutung bei der Ursachenanalyse nach Eintritt eines Schadens.

Der Ausfall von Kondensatordurchführungen kann durch Teildurchschlag der Isolation zwischen den einzelnen Steuerbelägen entstehen. Er kündigt sich in der Regel durch einen Anstieg der Durchführungskapazität an. Ein Schluß zwischen zwei Steuerbelägen führt nicht direkt zu einem Ausfall der Durchführung, jedoch steigt die Wahrscheinlichkeit eines kompletten Durchschlags der Isolation von Belag zu Belag an. Die Erfassung der **Änderung der Durchführungskapazitäten** (ΔC) wird durch eine 3-phasige Spannungsmessung erreicht. Dabei wird das Ausgangssignal eines Spannungssensors mit den beiden restlichen Phasen verglichen. Dieses Ergebnis wird einer Mittelwertbildung unterzogen, um so Spannungsschwankungen im Netz und Temperatureinflüsse zu eliminieren.

2.1.2 Aktivteil

Die elektrischen Meßgrößen **Laststrom** und Betriebsspannung können entweder direkt am Transformator gemessen oder von der Leittechnik eingekoppelt werden. Durchführungstromwandler werden zur Messung der Lastströme des Transformators eingesetzt. Der Laststrom ist eine wichtige Ausgangsgröße zur Berechnung der Heißpunkttemperatur nach IEC 60354 und der aktuellen Alterung der Aktivteilisolation.

Die obere **Öltemperatur** und die **Umgebungstemperatur** sind notwendige Eingangsgrößen für die thermische Überwachung, die Berechnung der Überlastbarkeit und die Steuerung der Kühlanlage. Zur Detektion der Betriebszustände der Pumpen und Lüfter der Kühlanlage werden Hilfskontakte der entsprechenden Leistungsschütze eingesetzt und auf die digitalen Eingänge des Systems verdrahtet.

Des Weiteren werden der **Gas-in-Öl Gehalt** und die **Ölfeuchte** als Meßgrößen ins System eingebunden. Da Wasserstoff ein Schlüsselgas für Probleme im Aktivteil darstellt, ist ein Anstieg im Ausgangssignal des Gas-in-Öl Sensors ein Hinweis auf Unregelmäßigkeiten, wie zum Beispiel Teilentladungen oder thermische Überlastung.

Für das Entstehen von Ölfeuchte gibt es verschiedene Gründe. Aufgrund der Tatsache, daß bei der Zersetzung der Öl/Papier Isolation Wasser gebildet wird, ist der Wassergehalt im Öl insbesondere bei gealterten Transformatoren ein wichtiger Indikator für den Zustand der Wicklungsisolation [6]. Ein zweiter Grund für Feuchtigkeit im Öl ist die Atmung des Transformators aufgrund von Temperaturschwankungen.

Die **Überlastung** eines Transformators kann im Fall von kritischen Zuständen im Netz notwendig sein. Ausgehend von fest definierten thermischen Grenzströmen lassen sich zwei grundsätzlich verschiedene Arten von Überlastungen unterscheiden. Überlastungen, die mit einer höheren Leitertemperatur als dem Bemessungswert einhergehen, führen zu einer stark beschleunigten Alterung der Isolation und sollten deshalb nur in Notfällen, wie zum Beispiel zur Verhinderung eines Netzzusammenbruchs, zugelassen werden. Betriebszustände, bei denen zwar ein Strom oberhalb des thermischen Bemessungsstromes fließt, aufgrund günstiger äußerer Bedingungen jedoch keine höhere Leitererwärmung auftritt als die bei Nennbedingungen zugelassene Temperatur, können einem Transformator zugemutet werden. Um unzulässige Betriebszustände zu vermeiden, ist in beiden Fällen jedoch eine genaue Überwachung notwendig. Das im MONITORINGSYSTEM implementierte thermische Modell berechnet zum einen die unter den momentanen äußeren Bedingungen zulässige Dauerüberlastbarkeit gemäß der IEC 60354. Zum anderen gibt das System zusätzlich on-line Informationen über die maximal mögliche Notbetriebszeit bei einem Lastfaktor von 1,5. [7, 8]

2.1.3 Kühlanlage

Der **thermische Widerstand** R_{th} gibt die Effizienz der Kühlanlage an. Dieser wird durch das MONITORINGSYSTEM aus den Temperatur- und Lastverhältnissen berechnet. So können zum einen der Ausfall eines Lüfters oder Pumpe oder zum anderen ein unzulässiger Verschmutzungsgrad der Kühler detektiert werden. Da der Ausfall eines einzelnen Lüfters nicht direkt zu einer außergewöhnlichen Öltemperatur führt, würde ein solches Problem ohne eine Überwachung nicht entdeckt werden. Das gleiche gilt auch für die Verschmutzung der Kühler. Somit bietet eine Überwachung des thermischen Widerstandes den Vorteil, auch bei der Kühlanlage von einer zeit- zu einer zustandsabhängigen Wartung übergehen zu können.

Mit Hilfe des MONITORINGSYSTEMS kann die **Steuerung der Lüfter der Kühlanlage** abhängig vom Laststrom und Öltemperatur durchgeführt werden. Verglichen mit der konventionellen Steuerung, nach der die Lüfter üblicherweise in zwei Stufen in Abhängigkeit der Öltemperatur geschaltet sind, bietet die intelligente Steuerung verschiedene Vorteile. Durch die Software kann der Sollwert für die Öltemperatur vorgegeben werden. In Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur wird eine bestimmte Anzahl von Lüftern zur Abfuhr der aktuellen Verluste eingeschaltet. Durch diese Einzelschaltung der Lüfter erfolgt die Regelung mit geringeren Temperaturschwankungen. Dieses hat geringere Veränderungen des Ölstandes im Ausdehnungsgefäß zur Folge, welches eine Reduzierung der Transformatoratmung und so der Feuchtigkeit im Ausdehnungsgefäß bedeutet. Ferner wird die Geräuschemission durch die Einzelschaltung der Lüfter deutlich vermindert.

2.1.4 Stufenschalter

Der Stufenschalter ist eine wichtige Komponente des Leistungstransformators und im Fehlerfall ein häufiger Grund für größere Schäden am Aktivteil. Aus diesem Grund ist die Überwachung dieser hochbeanspruchten Komponente eine unbedingte Notwendigkeit. Aufzeichnungen der **Stufenschalterstellung** und des Betriebsstroms ermöglichen es, die **Anzahl der Stufenschalterbetätigungen** und den **Summenschaltstrom** zu bestimmen. Da der Abbrand der Lastschalterkontakte eine Funktion des geschalteten Laststromes ist, sind diese Angaben für eine zustandsorientierte Wartung des Lastumschalters erforderlich.

Um Informationen über den mechanischen Zustand des Schalters zu erhalten, wird die **Leistungsaufnahme des Stufenschalterantriebs** bei einem Stufungsvorgang aufgezeichnet und bewertet. Die Leistungsaufnahme ist proportional zum Drehmoment an der Antriebswelle. Ziel ist es, Veränderungen des Drehmomentes, hervorgerufen durch mechanische Störungen, zu detektieren. Die unterschiedlichen Stufungsvorgänge haben spezifische Fingerabdrücke. Die Form dieser Signaturen wird mit Hilfe sechs verschiedener Parameter analysiert und so auf den mechanischen Zustand des Stufenschalter geschlossen. Diese Parameter beschreiben nicht nur die Maximalwerte des Drehmomentes in bestimmten Zeitabschnitten sondern auch den korrekten zeitlichen Ablauf des Stufungsvorganges und die

umgesetzte Energie. Im Falle von Abweichungen vom Normalzustand werden Warnmeldungen durch das MONITORINGSYSTEM abgesetzt.

2.1.5 Sensor Setup

Es kann ein großes Spektrum verschiedener Meßgrößen für ein on-line Monitoringsystem genutzt werden. Es ist aber nur selten sinnvoll, das gesamte Spektrum einzusetzen. Daher muß die Sensortechnologie auf die spezifischen Anforderungen des betreffenden Transformators oder der Transformatorenbank abhängig von deren Alter und Zustand abgestimmt werden. Aus der mehrjährigen Erfahrung bei der Applikation von Monitoringsystemen hat sich das in Tabelle 2 vorgestellte und von der Transformatorenleistung abhängige Sensor Setup als besonders effizient gezeigt.

SENSOR		< 100 MVA	> 100 MVA
Durchführungen	Betriebs- / Überspannungen	1	3
	Betriebsstrom und Überströme	1	3
	Öldruck	-	3*
Aktivteil	Öltemperatur	1	1
	Gas-in-Öl Gehalt	1*	1
	Ölfeuchte	2*	2*
	Gasmenge im Buchholzrelais	Im Fehlerfall	
Stufenschalter	Stufenschalterstellung	1	1
	Leistungsaufnahme Motorantrieb	1	1
	Öltemperatur	-	1*
Kühlanlage	Betriebszustände der Pumpen und Lüfter	8	8
	Ein/Auslauftemperaturen des Öls	-	8*
	Luftausgangtemperaturen	-	4*
	Umgebungstemperatur	1	1
Ausdehner	Ölstand	-	2*
	Luftfeuchtigkeit	-	2*
		* optional	

Tabelle 2: Sensor Setup

2.2 Systemarchitektur

2.2.1 MONITORINGSYSTEM MS 1000 basierend auf Microcontrollertechnologie

Das MONITORINGSYSTEM MS 1000 besteht aus einer Microcontrollereinheit mit LCD-Display und Tastatur, sowie integriertem Modem. Neben 8 analogen Eingängen sind weitere 16 digitale Ein- und Ausgänge realisiert. Diese Einheit ist zur Installation direkt am Transformator vorgesehen, wobei keine mechanischen Verschleißteile (z. B. Festplatte) eingesetzt werden. Von den mit einer hohen Abtastrate erfaßten Meßgrößen werden über ein Zeitintervall von 15 Minuten Maximalwerte ermittelt und zusammen mit weiteren berechneten Werten als Datensatz im SRAM der Controllereinheit abgespeichert. Der Speicher ist als Ringspeicher organisiert und kann die Daten eines Betriebsjahres speichern. Im FLASH Speicher der Controllereinheit werden alle asynchron eintretenden Ereignisse (Events), z. B. Stufungsvorgang oder Auftreten eines Alarms, separat mit Zeit- und Wertangabe gespeichert.

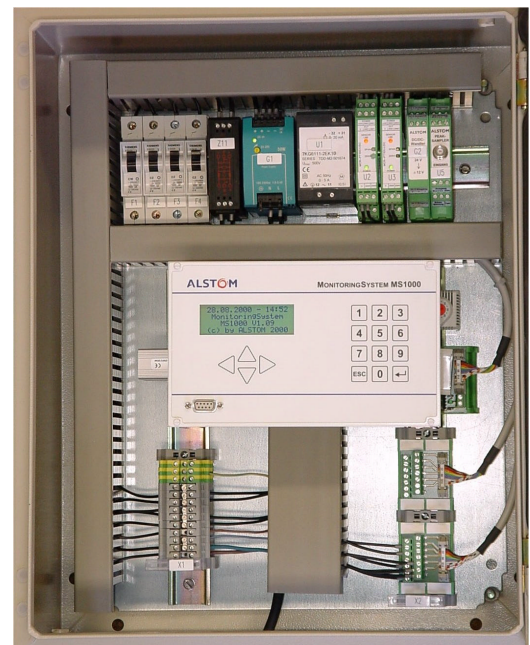


Bild 1: MONITORINGSYSTEM MS 1000

Jedem Meßkanal können Grenzwerte zugewiesen werden. Hierbei wird zwischen verschiedenen Alarmschwellen unterschieden. Werden diese überschritten, so generiert das System eine Alarmmeldung mit einem Eintrag in einer Eventliste. Alarmmeldungen werden über das LCD-Display angezeigt und können durch einen nutzerspezifischen Code quittiert werden. Bei Anbindung des MS 1000 an die Schutz- und Leittechnik, können die Alarmmeldungen durch Schließen von potentialfreien Relaiskontakten an die Leitwarte übermittelt werden. Weiter können verantwortliche Personen gezielt via Modem, durch Faxmitteilungen informiert werden. Die Zustandsdiagnose des überwachten Transformators kann neben einem Zugriff vor Ort mit Hilfe der Modemverbindung ferngesteuert erfolgen. Alternativ können die aktuellen Meß- und Rechenwerte auch vor Ort über das vierzeilige LCD-Display abgerufen werden. Zur Visualisierung der vom MS 1000 erfaßten historischen Daten besteht eine Schnittstelle für einen externen PC. Mittels eines Kommunikationsprogrammes können die Daten von der Controllereinheit auf den Arbeitsplatzrechner als SQL-Datenbank geladen werden. Eine Verarbeitung der Datensätze kann dann z. B. mit MS Excel erfolgen.

2.2.2 MONITORINGSYSTEM MS 2000 basierend auf Feldbus- und Prozeßleittechnik

Der Grundgedanke des MONITORINGSYSTEMS MS 2000 liegt beim Einsatz von Feldbus- und Prozeßleittechnik [1], um so sehr flexible Systemarchitekturen realisieren zu können. Dabei steht im Mittelpunkt des Systems ein Server mit dem auch gleichzeitig mehrere Transformatoren überwacht werden können. Die Ausgangssignale der Sensoren werden auf Feldbusklemmen im Monitoringmodul am Transformator verdrahtet, wo die analogen Signale digitalisiert und über ein Feldbusprotokoll zum Server übertragen werden. Ein Busklemmenterminal besteht jeweils aus einem Buskoppler als Kopfstation und elektronischen Busklemmen, die direkt mit dem Koppler verbunden sind und die dezentrale Eingangs/Ausgangs Ebene des MONITORINGSYSTEMS darstellen. Die Verbindung zur Steuerungseinheit und zwischen den Busklemmenkästen erfolgt über den eigentlichen Bus, welcher sowohl als abgeschirmtes, verdrilltes Kupferkabel oder als Lichtwellenleiter ausgeführt sein kann. So wird einerseits der Verdrahtungsaufwand minimiert, da anstatt vieler Einzelleitungen nur ein Buskabel verlegt werden muß. Dies ist ganz besonders für die schnelle und einfache Nachrüstung von in Betrieb befindlichen Transformatoren wichtig. Andererseits wird die Überwachung aller Transformatoren einer Schaltanlage mit nur einem MONITORINGSYSTEM ermöglicht. Die Erfassung der Daten erfolgt millisekundengenau und ist zeit- und ereignisgesteuert. So

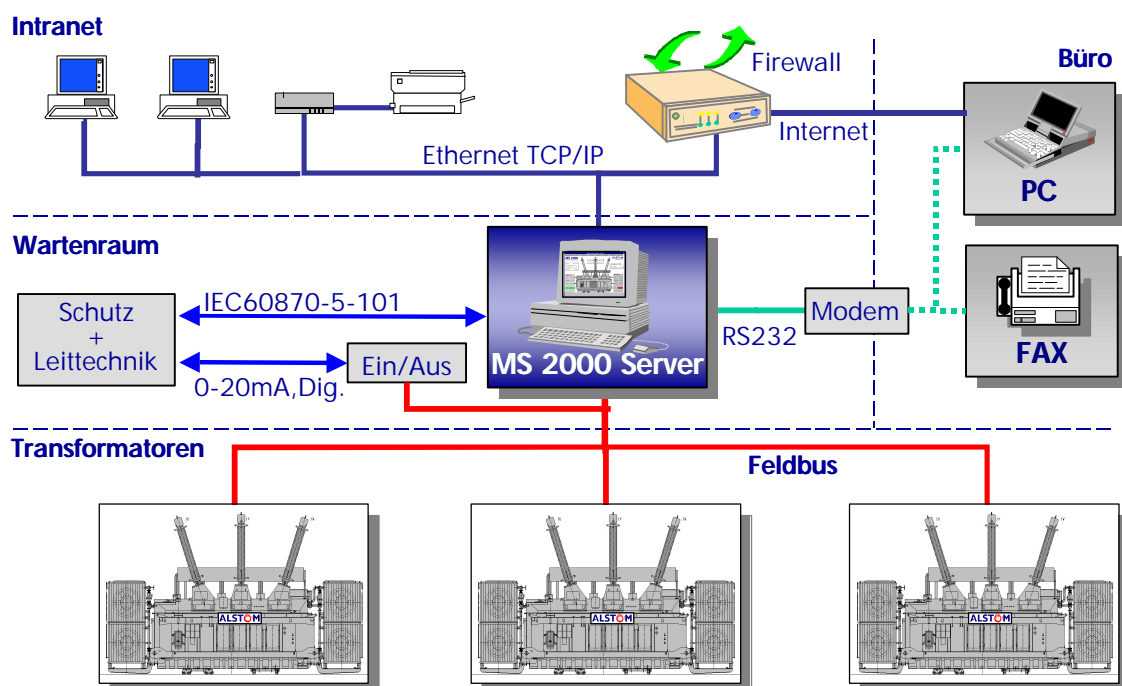


Bild 2: Architektur des MONITORINGSYSTEMS MS 2000

werden beispielsweise bei der Einschaltung eines Transformators Strom und Spannung für die Dauer von 10 Sekunden mit einer Auflösung von 20 ms aufgezeichnet. Die Öltemperatur hingegen, angepaßt an ihre Zeitkonstante, alle 15 min gespeichert. Der Installationsstandort des MS 2000 Servers kann willkürlich in der Schaltanlage gewählt werden.

Der Industrie-PC kann zum Beispiel direkt am Transformator in einem Schaltschrank installiert werden. Auf diesem Weg erreicht man eine eindeutige Zuordnung von Transformator und Monitoringsystem. Aber die besonderen thermischen und mechanischen Anforderungen bei einer Installation direkt am Transformator machen eine Klimatisierung des Schaltschranks durch Kühlung und Heizung notwendig. Ferner können die Vibrationen des Transformators eine Verminderung der Lebensdauer des Industrie-PC's verursachen. Daher wird die zweite Variante empfohlen, bei der der Server in einem Betriebsgebäude der Schaltanlage aufgestellt wird. Abgesehen vom Wegfall des aufwendigen Schaltschranks mit einem Klimatisierungssystem, bietet dies ebenfalls den Vorteil, daß mehrere Transformatoren mit nur einem Server überwacht werden können. An den einzelnen Transformatoren werden die Überwachungsmodule installiert, die über den Feldbus mit dem Monitoring Server verbunden sind. Der eingesetzte PC ist ein Standard Industrie-PC mit einer Pentium CPU, Festplattenlaufwerk, Monitor und Modem.

2.3 Datentransfer und Visualisierung über das Internet

Die vom Monitoringsystem erfaßten Informationen über den Betriebszustand des Transformators können leicht vielen Anwendern in einem Energieversorgungsunternehmen mit Hilfe des Internets zur Verfügung gestellt werden. So kann z. B. die Netzleitstelle über freie Übertragungskapazitäten informiert werden, die Betriebsführung eine Zustandsdiagnose durchführen und die Instandhaltung Reparaturmaßnahmen planen. Durch die bereits realisierte Einbindung weiterer Monitoringsysteme (z. B. für Leistungsschalter [9], Trennschalter und gasisolierte Schaltanlagen) kann beispielsweise der Nutzer geräte- und herstellerunabhängig mit einem Webbrowser auf alle Zustandsinformationen über das Internet zugreifen.

Ein zusätzliches Softwaremodul installiert auf dem Server des MONITORINGSYSTEMS MS 2000 generiert HTML-Seiten mit Hilfe eines Apache™ Webservers. Der Zugriff auf diese Seiten erfolgt mit einem Webbrowser (z. B. Internet Explorer). Dies hat den Vorteil, das der Nutzer des MONITORINGSYSTEMS keine hersteller- oder gerätespezifische Software auf seinem Arbeitsplatzrechner installieren muß, sondern den schon im Betriebssystem des Rech-

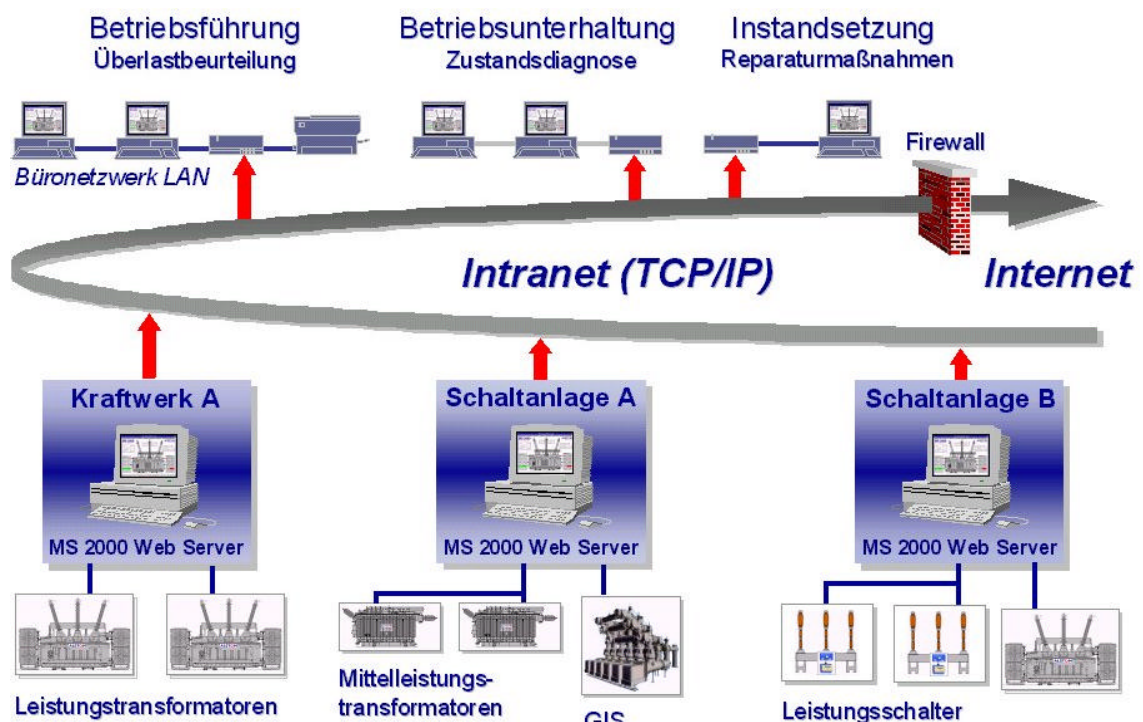


Bild 3: Datenzugriff über das Internet

ners enthaltenen Browser nutzen kann. Außerdem kann gleichzeitig eine unbeschränkte Anzahl von Nutzern auf das System zugreifen. Die folgende Funktionalität steht dabei zur Verfügung:

- Anzeige von on-line Daten
- Anzeige und Konfiguration von Alarmen
- Zugriff auf historische Daten in Form von Listen und Grafiken
- Download von historischen Daten
- Passwortschutz mit verschiedenen Nutzerklassen

Die Visualisierungssoftware ist benutzerfreundlich strukturiert und bietet eine Vielzahl von Bedienelementen die mit einfachen Mausklicks zu steuern sind. Neben einem übersichtlichen Aufbau, gegliedert nach den einzelnen Baugruppen des Transformators, sind Inhalte je nach anliegendem Status farblich kenntlich gemacht. So wird beispielsweise ein anliegender Alarmzustand durch eine rote Markierung sichtbar. In **Bild 4** ist exemplarisch das transformatorspezifische Übersichtsbild mit on-line Daten dargestellt.

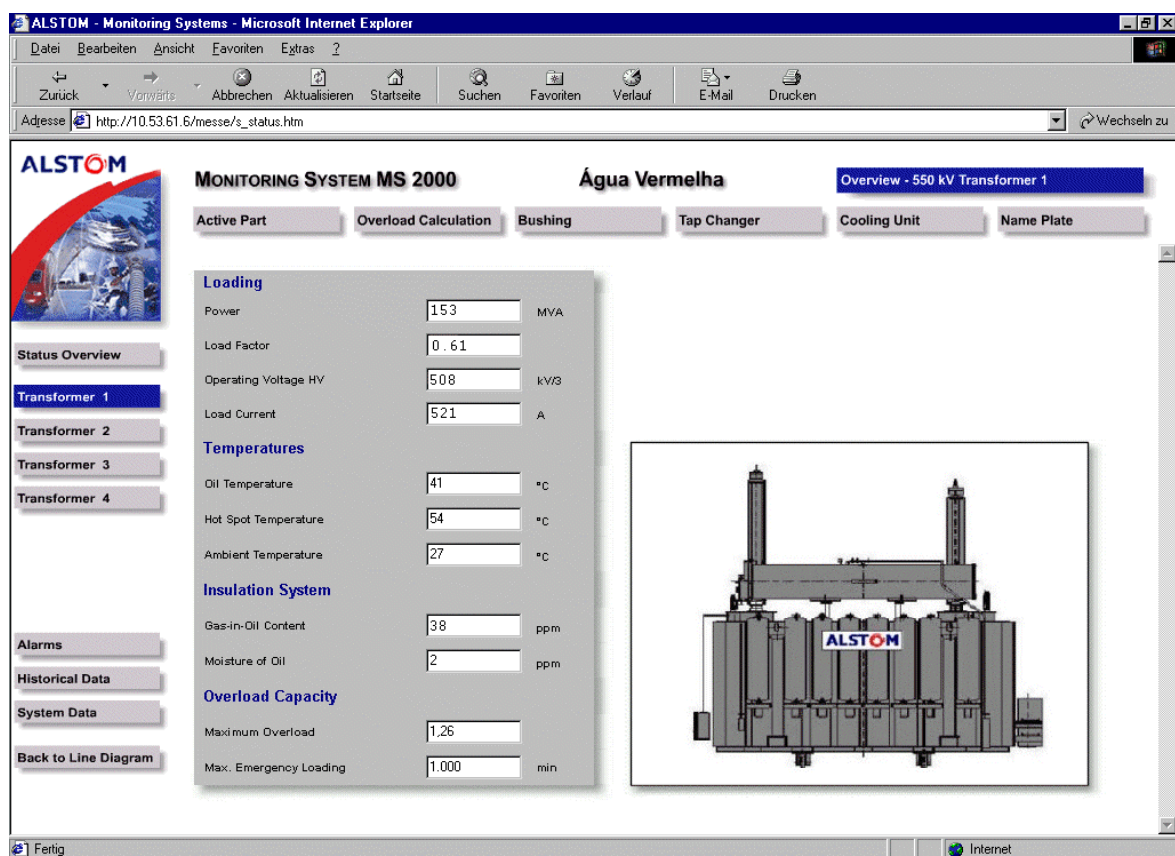


Bild 4: Datenvisualisierung mit einem Webbrowser

3 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Kosten-/Nutzenanalyse eines Monitoringsystems erfordert die Hypothese vieler individueller Parameter, die allgemein nur schwer zugänglich sind, jedoch basierend auf den bisherigen Betriebserfahrungen realistisch abgeschätzt werden können. Die Einsparungen können in strategische und direkte Einsparungen eingeteilt werden. Zunächst wird in den folgenden Abschnitten auf die strategischen Einsparungen (Verringerung der Ausfallrate und der Kollateralschäden) eingegangen.

3.1 Verringerung der Ausfallrate

Dieser Teil berücksichtigt die wirtschaftlichen Vorteile, die durch das Vermeiden von Störfällen und Ausfallzeiten des Transformators erzielt werden. Die Ausfallrate ($f = 1,63\%$) von Leistungstransformatoren in den Spannungsebenen 220 und 380 kV stammt aus der Störungsstatistik der deutschen Elektrizitätswirtschaft von 1998 und ist gültig für Transformatoren in den alten Bundesländern [10].

Spannungsebene	Anzahl	f
110 kV	3.674	0.35 %
220 kV	419	1.19 %
380 kV	258	2.33 %
Ø 220 + 380	677	1,63 %

Tabelle 3: Ausfallrate von Leistungstransformatoren 1998 /10/

Um die Verringerung der Ausfallrate durch

den Einsatz eines on-line Monitoringsystem berechnen zu können, muß die Fähigkeit des Systems, frühzeitig Unregelmäßigkeiten zu erkennen, bevor sie sich zu schweren Havarien entwickelt haben, berücksichtigt werden. Obwohl dieser Wert sich nur schwer abschätzen läßt, da nur die Überwachung einer umfangreichen Transformatorenpopulation über mehrere Jahre ein statistisch gesichertes Ergebnis liefern kann, können Abschätzungen anhand des aktuellen Wissenstandes gemacht werden. Hier wird der Versuch unternommen, die Erkennungsrate eines umfassenden Monitoringsystems für jede einzelne Komponente abzuschätzen. Bei der Abschätzung ist zu berücksichtigen, daß viele Ausfälle vermeintlich sofort ohne Vorzeichen auftreten. Eine genaue Überwachung würde jedoch zeigen, daß größere Störung sich oft erst langsam entwickeln und durchaus vermeidbar gewesen wären.

Durch die Detektion der Schadgasmenge im Öl, der beschleunigten Alterung bedingt durch den Feuchtigkeitsgehalt des Öls oder der übermäßigen Erwärmung durch eine schlecht funktionierende Kühlung erscheint es realistisch anzunehmen, daß die Erkennungsrate von Ausfällen aufgrund des Aktivteils (d_{AP}) 70 % beträgt. Durch Auswertung des Öldrucks in der Durchführung und die frühzeitige Erkennung von Teildurchschlägen durch die Überwachung der Durchführungskapazität kann die Detektionsrate von Störungen aufgrund von Weichpapierdurchführungen (d_{Bu}) 80 % betragen. Bedingt durch eine umfassende Überwachung der mechanischen und elektrischen Bedingungen wird die Erkennungsrate von Störungen in einem Stufenschalter (d_{TC}) auf 75% geschätzt. Das thermische Modell, das in das Überwachungssystem eingebaut ist, gibt eine Warnmeldung, falls Probleme in der Kühlung auftreten (z.B. Ausfall von Lüftern und Pumpen, Verschmutzung der Kühleinheiten, geschlossene Schieber). Dies führt zu einer nahezu 100%igen Störungserkennung in der Kühlung (d_{Co}).

Die Wahrscheinlichkeit p_{tot} , entstehende Ausfälle frühzeitig aufzudecken, kann man berechnen, indem man die Ausfallrate f , Risiko der einzelnen Komponente (r_n) und die entsprechende Detektionsrate (d_n) multipliziert. Das Ausfallrisiko (r_n) der einzelnen Transformator-komponenten entspricht der Cigre-Statistik über Störfälle bei in Betrieb befindlichen Leistungstransformatoren gemäß Tabelle 1 [5].

$$\begin{aligned}
 p_{tot} &= f \cdot (r_n \cdot d_n) \\
 &= 1,63\%/Jahr \cdot (35\% \cdot 70\% + 40\% \cdot 75\% + 14\% \cdot 80\% + 5\% \cdot 100\%) \\
 &\approx 1,63\%/Jahr \cdot 71\% \approx \mathbf{1.15\%/Jahr}
 \end{aligned}$$

Das bedeutet, daß unter Berücksichtigung der obigen Annahmen ein on-line Monitoringsystem die oben genannte Ausfallrate um 1,15 %/Jahr auf 0.48 %/Jahr reduzieren könnte.

Um die potentiellen Einsparungen, die sich durch das Vermeiden von Störungen ergeben, kalkulieren zu können, muß die Vermeidungswahrscheinlichkeit p_{tot} mit den von einer Störung verursachten Kosten multipliziert werden. Davon ausgehend, daß die Kosten eines schweren Ausfalls (teilweise Neuwicklung) die Hälfte des Preises eines neuen Transformator (P_T) erreichen, kann man mit den nachfolgenden jährlichen Einsparungen rechnen:

$$\begin{aligned}
 S &= p_{tot} \cdot \text{Ausfallkosten} \\
 &= 1.15\% \cdot 0.5 \cdot P_T /Jahr = 0.58\% \cdot P_T /Jahr
 \end{aligned}$$

Abhängig vom Alter und Zustand des Transformators kann die herangezogene Ausfallrate von 1.63% auch höher liegen, wodurch höhere Einsparungen erzielt werden würden. Unter der Annahme, daß für das Monitoringsystem eine Nutzungsdauer von 10 Jahren zu erwarten ist, sind die Einsparungen wie folgt:

$$S_{10y} = p_{\text{tot}} \cdot \text{Ausfallkosten} \cdot 10\text{Jahre} = 5.8 \% \cdot P_{\text{Tr}}$$

Das heißt, innerhalb von 10 Jahren können 5.8% des Preises für einen neuen Transformator eingespart werden. Diese Aussage ist unabhängig von der strategischen Bedeutung des jeweiligen Transformators. Wenn man auch noch das Vermeiden von Kollateralschäden und die Ersparnisse aufgrund verringerter Wartungsaufwendungen berücksichtigt, stellen sich die wirtschaftlichen Vorteile noch positiver dar.

3.2 Vermeidung von Kollateralschäden

Kollateralschäden bei einer Transformatorstörung können aus verschiedenen Gründen entstehen:

- Direkte Schäden durch die Hauptstörung (z.B. zusätzliche Zerstörungen anderer Betriebsmittel oder Verletzung von Betriebspersonal),
- Indirekte Schäden durch Stromausfall (z.B. Zerstörungen durch den Produktionsstillstand in einer chemischen Fabrik),
- Verlust der Produktionskapazität eines Kraftwerks,
- Vertragsstrafen aufgrund von nicht geliefertem Strom.

Eine allgemein anwendbare Berechnung dieser Schäden ist nicht durchführbar, da dieser Wert natürlich von der jeweils spezifischen technischen und wirtschaftlichen Situation der einzelnen Leistungstransformatoren und dem Versorgungsunternehmen abhängig ist.

Als Beispiel wird die Berechnung der Verluste aufgrund einer Störung eines Maschinentransformators analysiert. Die Nennleistung des betroffenen Kraftwerks liegt bei 1400 MVA. Zwei parallelgeschaltete Blocktransformatoren mit einer Leistung von je 1100 MVA transformieren die Spannung auf einen Pegel von 400 kV. Nach 15 Betriebsjahren trat bei einem der Transformatoren eine interner Überschlag auf, so daß er zur Reparatur in die Herstellerfabrik gebracht wurde. Die direkten Reparaturkosten wurden von einem Versicherungsunternehmen getragen, was aber vor dem Hintergrund sich stark verändernder Versicherungsbedingungen zukünftig neu bewertet werden muß.

Es dauerte 19 Tage, um den Ersatztransformator zu installieren. Diese Zeitspanne war nur so kurz, weil der Austauschtransformator sich bereits auf dem Betriebsgelände befand. Wäre ein Transport notwendig gewesen, hätte die Ausfallzeit beträchtlich länger gedauert. Da auch die anderen Betriebsmittel (Generatorschalter etc.) redundant vorhanden waren, konnte in diesem Zeitraum das Kraftwerk ohne Unterbrechung mit einer reduzierten Leistung von 1.100 MVA betrieben werden. Der Verlust (L_{en}) für die nicht erzeugte Energie betrug in diesem Fall:

$$L_{\text{en}} = 300 \text{ MW} \cdot 19 \text{ Tage} = 136,8 \text{ GWh}$$

Man kann durch einfaches Berechnen den bei diesem Vorfall entstandenen Verlust an Einnahmen bestimmen, indem man L_{en} mit dem Gewinn pro kWh multipliziert. Im Fall von detektierten, sich entwickelnden Ausfällen, bei denen eine Vermeidung durch korrigierende Instandhaltung nicht möglich ist, kann die Ausfallzeit und damit letztendlich die Unkosten reduziert werden, indem rechtzeitig eine Reserveeinheit bereitgestellt wird.

3.3 Einsatz einer zustandsorientierten Instandhaltung

Direkte Einsparungen können durch eine Änderung der Wartungsstrategie erreicht werden. Sie umfassen eine Verminderung der Ausgaben durch die Reduzierung von Geräteinspektionen und die Verminderung oder Verzögerung von aktiven Interventionen (z.B. Reparaturen) durch einen Übergang zur zustandsbezogenen Instandhaltung. Für Leistungstransformatoren werden verschiedene Wartungsstrategien eingesetzt. Hier werden deshalb nur verschiedene Möglichkeiten der Verminderung von Instandhaltungskosten aufgezeigt.

Aktivteil: Durch die zusätzlich gelieferten Informationen des Hydran-Sensors, können die Zeitintervalle für die Entnahme von Ölproben und für die Durchführung einer Gasanalyse (DGA) verlängert werden.

Durchführungen: Das Monitoringsystem entdeckt Veränderungen an der Kapazität der Durchführungen. Aus diesem Grund ist eine periodische off-line Messung des Verlustfaktors nicht mehr erforderlich.

Kühlung: Durch die thermische Modellierung des Leistungstransformators wird der thermische Widerstand der Kühlanlage berechnet. Im Falle von Verschmutzungen oder Störungen erhöht sich der thermische Widerstand und generiert eine Warnmeldung. Aus diesem Grund können z.B. Reinigungsarbeiten zustandsabhängig geplant werden.

Stufenschalter: Eine Revision des Stufenschalters wird normalerweise alle sieben Jahre durchgeführt. Anhand des Monitoringsystem wird die Anzahl der Schaltungen und der Summenschalstrom berechnet. Die Stromsumme ist ein Hinweis auf den Abbrand der Lastschalterkontakte. Auch hier kann das Intervall für Wartungen so eventuell verlängert werden. Außerdem wird der mechanische Zustand des Stufenschalters ausgewertet, was einen sichereren Betrieb zur Folge hat.

3.4 Höhere Überlastkapazität

Um einen Leistungstransformator mit einer höheren Last als der angegebenen Leistung betreiben zu können, ist eine Überlastberechnung im MONITORINGSYSTEM implementiert. Wirtschaftliche Gewinne werden nicht nur durch die Übertragung von Überlasten erzielt, es können auch Einsparungen erzielt werden, wenn dadurch Investition für neue Transformatoren vermieden werden können. Dieses Szenario ereignete sich in einem Gasturbinenkraftwerk. Die Leistung der Turbinen wurde, nachdem sie schon einige Jahre in Betrieb waren, erhöht. Um eine genaue Überwachung während der Überlastspannen zu ermöglichen, wurden die vier Maschinentransformatoren mit dem MONITORINGSYSTEM MS 2000 ausgerüstet. Die finanziellen Vorteile können in diesem Fall durch die Multiplikation des zusätzlich gelieferten Stroms mit den Einnahmen pro kWh berechnet werden.

Durch den überwachten Überlastbetrieb können aber vor allem Totalausfälle des elektrischen Netzes und dadurch Vertragsstrafen vermieden werden, was insbesondere bei Netzkuppeltransformatoren strategisch höchste Priorität hat.

3.5 Verschiebung von Neuinvestitionen

Durch die genaue Kenntnis des Zustands und des damit zusammenhängenden Ausfallrisikos kann die Nutzungszeit eines Transformators verlängert werden. Das Risiko eines plötzlichen Ausfalls, das von besonderer Bedeutung bei Transformatoren an strategisch wichtigen Punkten ist, wird reduziert. Auch die Kenntnis der Lebensgeschichte eines Transformators ist eine wertvolle Hilfe bei der Entscheidung, welcher aus einem Bestand ersetzt oder verschrottet werden soll. Die Einsparung, die die Verlängerung der Lebensdauer um 3 Jahre und die dadurch bedingte Verzögerung von Neuinvestitionen bringt, kann man unter Annahme eines jährlichen Zinssatzes von 5% berechnen:

$$S = 1,05^{3\text{Jahre}} - 1 = 15,7 \%$$

D. h., 15,7 % des Preises für einen neuen Transformator können durch eine 3-jährige Verlängerung der Lebensdauer eingespart werden.

3.6 Kosten eines Monitoringsystems

In Bild 5 sind die Kosten, d. h. der Preis eines Monitoringsystems bezogen auf den Neupreis der überwachten Transformatoren, in Abhängigkeit der überwachten Gesamtleistung für die Installation einiger MONITORINGSYSTEME (MS 1000 und MS 2000) dargestellt. Die an den einzelnen Punkte dargestellten Zahlen bezeichnen die Anzahl der mit einem System überwachten Transformatoren.

Die Kostenanalyse zeigt, daß der Aufwand für on-line Monitoring unterhalb 4% des Transformatorneupreises liegt. Die prozentual niedrigsten Kosten (<1%) werden bei der Installation in Kraftwerken erzielt, wo mehrere Transformatoren durch ein einziges System überwacht werden. Der höchste Anteil (3.8%) entfällt auf die Installation von drei 40 MVA Einheiten. Bei

dieser Analyse muß berücksichtigt werden, daß die absoluten Kosten natürlich stark von der Sensor-Ausstattung und von Aufwendungen für spezielle Funktionalitäten abhängen. Bei allen Projekten sind die Einsparungen jedoch größer als die Kosten, auch wenn nur der strategische Nutzen durch das Vorbeugen von Schäden am Transformator berücksichtigt wird. Wenn man noch zusätzliche Ausgaben (z.B. Vertragsstrafen für nicht gelieferten Strom) und die direkten Einsparungen berücksichtigt, werden die potentiellen Einsparungen durch das Monitoringsystem noch größer.

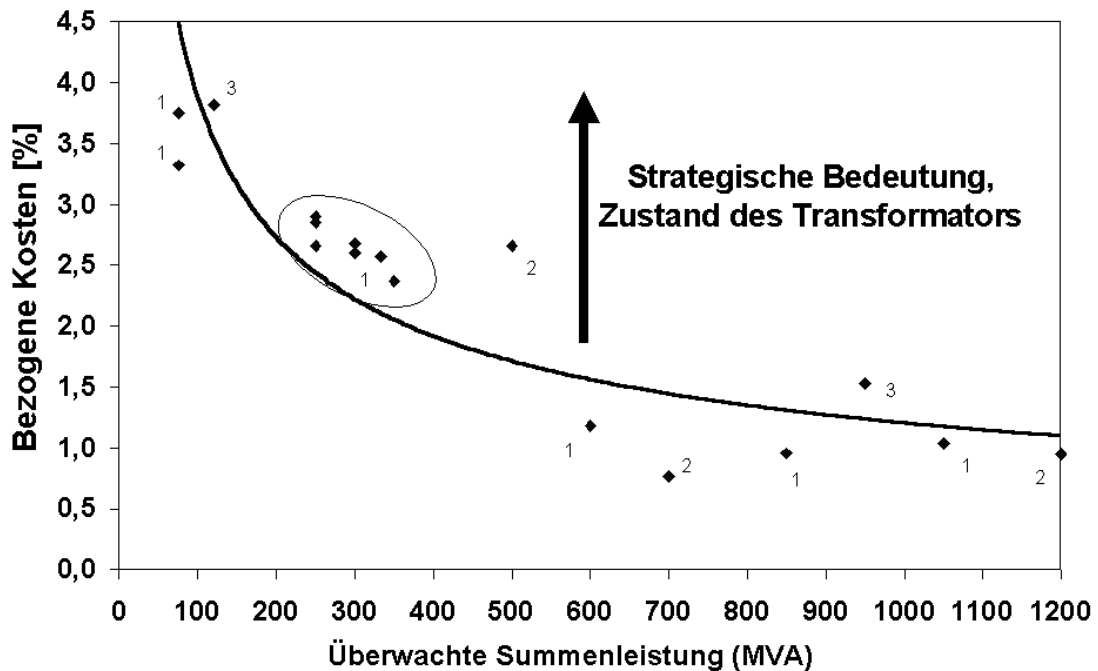


Bild 5: Transformatorbezogene Kosten für ein on-line Monitoringsystem

4 Zusammenfassung

Durch den Einsatz von on-line Monitoringsystemen für Leistungstransformatoren können die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der Betriebsmittel erhöht und die Betriebskosten reduziert werden. Durch den Einsatz moderner IT-Technologie können die mit dem Monitoringsystem ermittelten Zustandsinformationen in einfacher Weise mit Hilfe eines Webbrowsers hersteller- und geräteunabhängig im gesamten EVU Bereich verteilt werden.

Bei der Überlegung eine on-line Monitoringsystem zu installieren, müssen Leistung, strategische Bedeutung und der Zustand des Leistungstransformators analysiert werden. Besonders bei älteren Transformatoren und für strategisch wichtige Bereiche im elektrischen Netz ist ein on-line Monitoringsystem sinnvoll, da durch das frühzeitige Erkennen von sich anbahnenden Fehlern Kosten für Ausfälle, Reparaturen und den damit zusammenhängenden Kollateralschäden vermieden werden können.

5 Literatur

- [1] S. Tenbohlen, F. Figel: "On-line Condition Monitoring for Power Transformers", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Singapore, Jan. 2000
- [2] H. Borsi, H. Matthes, J. Poittevin, U. Sundermann, S. Tenbohlen, D. Uhde, P. Werle: "Enhanced Diagnosis of Power Transformers using On- and Off-line Methods: Results, Examples and Future Trends", CIGRE Session 2000, paper 12-204, Paris, 2000.

- [3] M. Stach, T. Stirl: „*Technische Möglichkeiten und praktische Betriebserfahrungen mit on-line Monitoringsystemen für Leistungstransformatoren*“, ETG-Fachtagung: Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Berlin, 2002
- [4] J. Baldauf, G. Bastos, B. Breitenbauch, R. Huber, P. Mayer, M. Stach, T. Stirl, S. Tenbohlen: „*Experience-based Evaluation of Economic Benefits of On-line Monitoring Systems for Power Transformers*“, CIGRE Session 2002, paper 12-110, Paris, 2002.
- [5] "An International Survey on Failures of Large Power Transformers in Service" (CIGRE Working Group 12.05, Electra, No. 88, January 1983).
- [6] Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutre, A.V. Maminshev, S. Lindgren: „*Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems*“, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 15 No. 1, 1999
- [7] Schäfer, M., Tenbohlen, S., Matthes, H.: „*Beurteilung der Überlastbarkeit von Transformatoren mit on-line Monitoringsystemen*“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000) H. 1–2, S. 26 – 32
- [8] IEC 60354: „*Loading guide for oil immersed power Transformers*“ (IEC, 1991)
- [9] J. P. Dupraz et al.: „*Electronic Control of Circuit Breakers*“, CIGRE Session 2000, paper 13-206, Paris, 2000
- [10] VDEW-Störungsstatistik 1998, Verband der Elektrizitätswirtschaft, VDEW Energieverlag GmbH, Frankfurt