

# **Einfluss der Liberalisierung und Marktöffnung auf die Versorgungsqualität**

C. Neumann, RWE Transportnetz Strom, Dortmund  
U. Sundermann, RWE Transportnetz Strom, Dortmund

## **Kurzfassung**

Die Netzbetreiber haben auf Grund der Liberalisierung und Deregulierung ihre Bemühungen intensiviert, die Netze und die darin installierten Betriebsmittel in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht optimal auszunutzen. Gleichzeitig muss der Netzbetreiber eine ausreichende Versorgungsqualität gewährleisten, da die Erlöse im Netzgeschäft im wesentlichen aus den Netznutzungsentgelten erzielt werden und diese mehr oder weniger fix sind, müssen Strategien entwickelt werden, die eine vorgegebene Versorgungsqualität bei minimiertem Kostenaufwand sicherstellen. Dabei ist sowohl der Erhalt des bestehenden Netzes als auch der zukünftige Netzausbau zu berücksichtigen. Der Beitrag stellt dar, welche technischen und Management orientierten Fragen in diesem Zusammenhang zu bearbeiten sind.

## **1. Einleitung**

Die Netzbetreiber sind aus betriebswirtschaftlicher Sicht bemüht, einen möglichst hohen Ertrag aus dem in die Assets investierten Kapital zu erzielen [1]. Da die Erlöse bedingt durch die Netznutzungsentgelte nicht beeinflussbar sind, kann eine Ertragssteuerung nur über eine Senkung der Betriebskosten des Netzes erfolgen. Mit Fokus auf die Betriebsmittel im Übertragungsnetz ergeben sich folgende Möglichkeiten Kosten zu reduzieren:

- Weitgehende Ausschöpfung der Nutzungsdauer von Betriebsmitteln
- Überarbeitung der Instandhaltungsstrategien
- Stärkere Auslastung von Betriebsmitteln

Gleichzeitig muss der Netzbetreiber eine ausreichende Versorgungsqualität gewährleisten. Unqualifizierte Anwendung obiger Optimierungsmaßnahmen können zu einer Erhöhung der Fehlerrate und damit im Extremfall zu einer Beeinflussung der Versorgungsqualität führen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Aufwendungen zur Beseitigung einer Störung häufig größer sind als die durch die Anwendung der Optimierungsmaßnahmen eingesparten Kosten. Es müssen daher Strategien entwickelt werden, die eine vorgegebene Versorgungsqualität bei minimiertem Kostenaufwand sicherstellen [2].

## **2. Aufgaben des Assetmanagements**

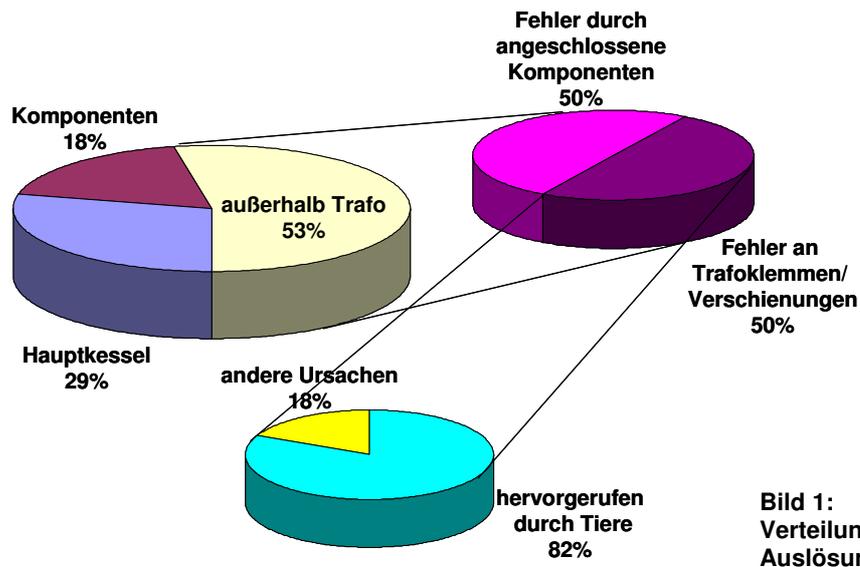
Aufgabe des Assetmanagements ist es daher, bei Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen Rückwirkungen auf die Versorgungsqualität zu vermeiden oder zumindest zu minimieren. Hierzu sind Kenntnisse über Alterungsvorgänge und Auswirkungen von Überlastvorgängen an Betriebsmitteln notwendig. Erst durch die Anwendung dieser Kenntnisse ist es möglich, Reserven und Grenzen bezüglich Alterung und Überlastung von Betriebsmitteln zu erkennen und diese sinnvoll zu nutzen. Ein weiteres Aufgabengebiet stellt die Zustandsdiagnose von Betriebsmitteln dar. Erst die Zustandsdiagnose erlaubt die qualifizierte Einführung der zustands- bzw. wichtigkeitsorientierten Instandhaltung [3]. Die Zustandsdiagnose ist ferner Grundlage des Life Managements. Aufgabe des Life Managements ist es nicht nur Prognosen über die Restnutzungszeit von Betriebsmitteln zu tätigen, sondern diese auch optimal auszunutzen [4]. Hierzu müssen Maßnahmen getroffen werden, die das steigende Betriebsrisiko würdigen, sowie Sanierungsprogramme ausgearbeitet werden um einen langfristigen Ersatz von Betriebsmitteln sicherzustellen. Hierbei ist der durch die Netzentwicklung vorgegebene Betriebsmittelbedarf zu berücksichtigen. Eine Vernachlässigung dieser Thematik kann zu einer unzulässigen Überalterung der Betriebsmittelkollektive führen, deren Auswirkung in der Öffentlichkeit unter dem Stichwort „Bahneffekt“ bekannt sind.

Eine weitere wichtige Aufgabe ist die Auswertung der Betriebserfahrungen sowie die Störungs- und Schadensanalysen. Sie stellen das Feedback für eine Weiterentwicklung und Optimierung der Betriebsmittel dar. Ziel ist es, auf Grund der Analyse der Störungsstatistik von Betriebsmitteln konstruktive Maßnahmen zu ergreifen, die das Auftreten eines Fehler grundsätzlich ausschließen und somit die Zuverlässigkeit verbessern [5].

Im folgenden sollen die Aufgaben anhand von Beispielen erläutert werden. Dabei werden Wirtschaftlichkeit und mögliche Rückwirkungen auf die Versorgungsqualität betrachtet.

### 3. Störungs- und Schadensanalysen als Feedback für die Weiterentwicklung

Betriebsmittel im Übertragungsnetz sind prinzipiell zuverlässige und langlebige Produkte. Gleichwohl sind die Auswirkungen von Störungen häufig gravierend und hätten durch ein geändertes Betriebsmittel-design vermieden werden können. Aus dieser Sicht ist es sinnvoll, an Hand einer Fehleranalyse technische Vorkehrungen oder Optimierungen an den Betriebsmitteln vorzunehmen, um bestimmte Fehler an Betriebsmitteln zu minimieren oder gänzlich auszuschließen. Die Bilder 1 und 2 zeigen die Verteilung der Ursachen von Auslösungen und Warnmeldungen an Transformatoren.



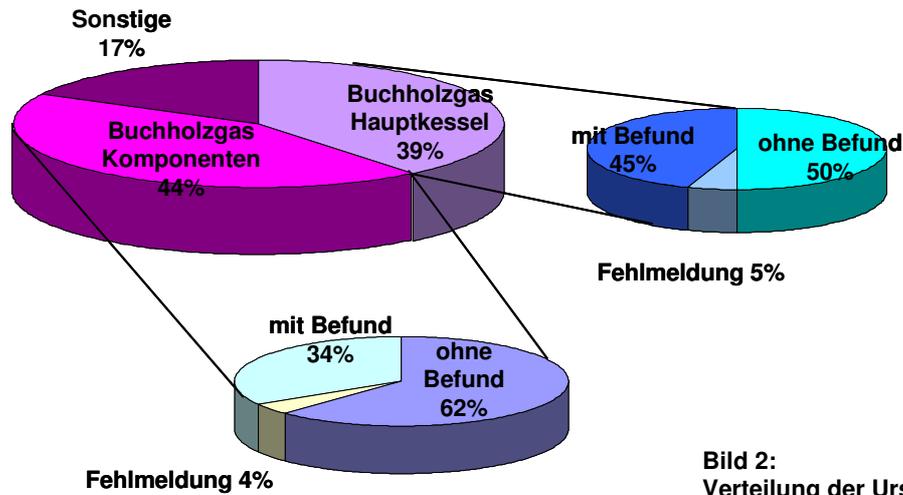
**Bild 1:**  
Verteilung der Ursachen von Auslösungen an Transformatoren

Auslösungen von Transformatoren werden in der Mehrzahl durch fehlerhafte angeschlossene Komponenten bzw. durch von Tieren hervorgerufene Kurzschlüsse an Anschlussklemmen oder Verschienungen verursacht. Während Mittelleistungstransformatoren den Kurzschlussstrombeanspruchungen in aller Regel schadlos widerstehen, ist das Risiko einer Wicklungsbeschädigung bei großen Dreiwickeltransformatoren höher, da die leistungsreduzierte Tertiärwicklung nicht über die Kurzschlussfestigkeit der Stammwicklungen verfügt. Äußere Kurzschlüsse können durch Änderung der Konstruktion von Freileitungs-/ Schienenanschluss auf Kabelanschluss eliminiert werden. Hierbei ist zu beachten, dass die gekapselte Ausleitung nicht durch Ableiter und Kondensatoren aufgehoben wird. Hierzu werden an den Tertiäranschlüssen Steckableiter verwendet und die Konstruktion des Aktivteils wurde so modifiziert, dass die übertragene Spannung im Erdschlussfall durch innere Maßnahmen begrenzt wird, so dass auf die Schutzkondensatoren gänzlich verzichtet werden kann.

Eine weitere Quelle für Fehlauseinandersetzungen stellen die Druckwächter der 400-kV-Durchführungen dar. Zwar konnte in der Vergangenheit die Fehlerquote durch konstruktive Maßnahmen an den Überwachungsgeräten drastisch reduziert werden, durch die seit ca. 5 Jahren ausschließliche Verwendung von ölfreien Durchführungen mit Verbundisolator entfällt die komplette Drucküberwachung und damit die Möglichkeit einer Fehlauseisung.

Buchholzgasmeldungen haben einen Anteil von 83% an den Warnmeldungen mit hoher Priorität, wobei die Gasmeldungen von Teilölräumen (Durchführungen) mit 44% häufiger auftreten als Gasmeldungen vom Trafokessel. Die Klassifizierung der Meldungen an Hand der Analyseergebnisse der Gasuntersuchung ergibt, dass 62% aller Meldungen der Durchführungsteilölräume nahezu Fehlergas frei und damit ohne Befund sind. Ursache für diese Meldungen sind in der Regel undichte tropfdichte Abschlüsse die den Durchführungsölraum vom Trafokessel trennen. Hierbei kann Kesselöl in geringen Spuren in den Durchführungsölraum gelangen. Bedingt durch die Abkühlung des in der Regel wärmeren Kesselöls kommt es zu einer Übersättigung der im Öl gelösten Gase und damit zu einem Gasausfall, der dann vom Buchholzrelais bis zur Meldeschwelle gesammelt wird. Durch

Verwendung von ölfreien Durchführungen mit Verbundisolator kann auf die Verwendung von tropfdichten Abschlüssen verzichtet werden.



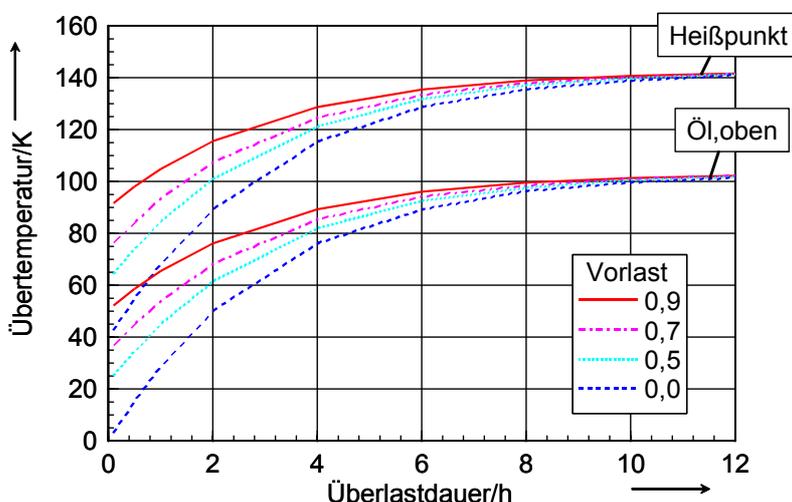
**Bild 2:**  
Verteilung der Ursachen von Warnmeldungen hoher Priorität an Transformatoren

Durch Änderung der Kühlungsart von ODAF auf ONAN können sämtliche Meldungen der Kühlanlage eliminiert werden, da hier die Kühlung ohne elektrische Betriebsmittel (Pumpen, Lüfter) realisiert wird und keine wesentliche Reduzierung der Kühlleistung durch Verschmutzung zu erwarten ist. Prinzipbedingt baut ein Transformator mit einer Radiatorenkühlanlage deutlich größer, bis dato ist der Einsatz der Radiatorenkühlung auf Transformatoren bis ca. 300 MVA begrenzt worden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch den Einsatz moderner Komponenten (Durchführungen mit Verbundisolator) und Vereinfachung der Transformatorenkonstruktion die Zuverlässigkeit deutlich gesteigert werden kann. Die Modifikationen sind in aller Regel preisneutral, derartige Transformatoren erfordern zusätzlich geringeren Wartungsaufwand.

#### 4. Überlastung von Betriebsmitteln

Betriebsmittel wie Freileitungen und Transformatoren lassen sich prinzipiell überlasten. Während bei Freileitungen der Überlastbetrieb aufgrund des zunehmenden Durchhangs aus Sicherheitsgründen sehr problematisch ist, kann beim Betrieb von Transformatoren die Überlastfähigkeit sinnvoll genutzt werden. Aufgrund des Zusammenhangs zwischen Überlastung und Lebensdauerverbrauch ist eine Dauerüberlastung wirtschaftlich unzulässig, kurzzeitige oder störungsbedingte Überlastungen haben indes geringe Rückwirkungen auf den Lebensdauerverbrauch. Grundvoraussetzung bei der Überlastung von Transformatoren ist, dass der heißeste Punkt im Transformator eine Temperatur von 140°C nicht übersteigt, da sonst eine Gasblasenbildung nicht auszuschließen ist.



**Bild 3:**  
Temperaturverhalten von 110kV-Transformatoren mit 140% Belastung

Weitere Voraussetzung ist, dass die Komponenten wie Durchführungen und Stufenschalter für den erhöhten Strom ausgelegt sind und der Transformator nicht unzulässig übererregt wird. Die Überlastdauer ist abhängig vom Überlastungsgrad, der Vorbelastung, des Zustands der Kühlanlage und der Kühlmitteltemperatur. Einen Eindruck des Überlastverhaltens von Mittelleistungstransformatoren zeigt Bild 3.

Durch Anwendung der Überlastfähigkeit kann insbesondere bei Leistungserhöhungen oft auf eine Erhöhung des Transformatorenquerschnitts verzichtet werden. Zur Zeit wird die Überlastfähigkeit im RWE-Netz nur bei 110-kV-Transformatoren ausgenutzt, wobei die Überlastgrenze auf 120% aus schutztechnischen Gründen begrenzt ist.

## 5. Instandhaltungsstrategien

Eine auf Zustandsdiagnose aufbauende Instandhaltungsstrategie erfordert ein auf die Betriebsmittel abgestimmtes Vorgehen. Hierbei gilt es einen Kompromiss zwischen Aufwand und Nutzen zu erreichen. Am Beispiel von Transformatoren und Leistungsschaltern wird die jeweilige Instandhaltungsstrategie erläutert

### 5.1 Transformatoren

RWE verfolgt an Transformatoren eine abgestufte Diagnosestrategie (Bild 4), wobei an deren Hauptkomponenten wie Aktivteil, Isolieröl, Durchführungen und Stufenschalter in zyklischen Abständen eine Routineuntersuchung durchgeführt wird. In Abhängigkeit der Befundergebnisse sowie nach Störungen werden weitere Diagnoseverfahren mit dem Ziel einer genaueren Fehlerartbestimmung und -ortung durchgeführt [6]. Im Fall von größeren Instandsetzungsmaßnahmen sowie bei Verschrottungen wird der Aktivteil inspiziert und Papierproben aus dem Wicklungsbereich zur DP-Bestimmung entnommen.

Komponente	Diagnosemethode	online	offline	off site	Bemerkung
Aktivteil	Ölalterungsuntersuchung	X			Routine
	Gas-in-Öl-Analyse (DGA)	X			Routine
	Widerstandsmessung		X		nach Indikation (DGA)
	Teilentladungsmessung		X		nach Indikation (DGA)
	Impedanzmessung		X		nach Kurzschluß
	Transferfunktionsmessung (FRA)		X		nach Kurzschluß
	PDC-Analyse		X		Zustandsbestimmung
	Furfuroluntersuchung	X			Zustandsbestimmung
	DP-Messung			X	Zustandsbestimmung
Durchführung	Kapazitäts-/ Verlustfaktormessung		X		Routine
	Gas-in-Öl-Analyse (DGA)		X		Zustandsbestimmung
	Teilentladungsmessung			X	Zustandsbestimmung
Stufenschalter	Lastumschalterinspektion		X		Routine
	Drehmomentanalyse		X		Zustandsbestimmung

Bild 4: Diagnosestrategie für Transformatoren

Die Gas-in-Öl-Analyse (DGA) ist nach wie vor die wichtigste Diagnosemethode für Transformatoren. Neben den klassischen Fehlerquotienten sind für eine optimale Auswertung der Gas-in-Öl-Analyse die Gasanstiegsraten sowie das Verhältnis der Messwerte zu statistisch ermittelten Normalwerten zu berücksichtigen [7]. Eine derartige Auswertung lässt sich vorteilhaft nur durch ein EDV-gestütztes Expertensystem realisieren. Das beim RWE verwendete Expertensystem klassifiziert das Analysenergebnis in drei Kategorien (Normal, Warnung, Achtung) und ermittelt zusätzlich zustandsabhängige Ölprobenentnahmeintervalle.

Die Nachmessung von Kapazität und Verlustfaktor von gesteuerten Durchführungen und die Lastumschalterinspektion sind zwingend notwendig, um die Integrität beider Komponenten sicherzustellen. Der Ausfall einer Durchführung kann einen Kollateralschaden nach sich ziehen, ein Fehler im Lastumschalter kann zur Zerstörung der Regelwicklung des Transformators führen. Die Untersuchungsintervalle für gesteuerte Durchführungen sind abhängig vom Durchführungstyp und Untersuchungsergebnissen, wobei Hartpapierdurchführungen über die kürzesten Untersuchungsintervalle verfügen. Durchführungen mit Verbundisolatoren werden zur Zeit nur stichprobenartig untersucht. Der Wartungszyklus eines Lastumschalters ist abhängig vom Schalterttyp, der Schaltzahl und der Betriebszeit. Da Transformatoren im Übertragungsnetz in der Regel geringe Schaltzahlen aufweisen, richtet sich das Wartungsintervall meist nach der Betriebszeit. Zur Zeit wird bei RWE eine abgestufte Wartungsstrategie erprobt. Hierbei wird im Wechsel mit einer Lastumschalterinspektion anstelle einer umfassenden Lastumschalterinspektion ein Öltausch durchgeführt. Beim Verfahren des Öltauschs wird der Lastumschalter nur visuell kontrolliert, mit Öl gespült und die Isolierölfüllung erneuert. Der Vorteil dieses Verfahrens liegt im geringeren Zeitaufwand gegenüber der herkömmlichen Lastumschalterinspektion.

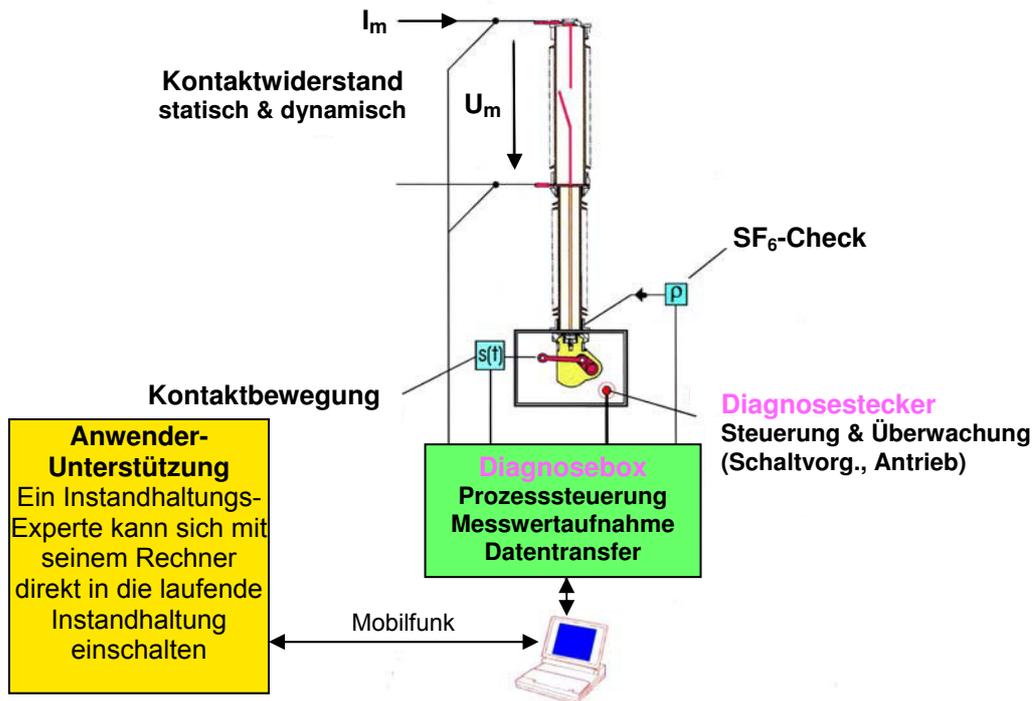
Die Untersuchung des Isolieröls auf Furfurolgehalt erlaubt Rückschlüsse über den Abbau der Zelluloseisolation [8]. Seit 1995 wurden beim RWE mehr als 500 Proben untersucht. Bei der Interpretation des Messergebnisses müssen Einflussfaktoren wie Ölbehandlungen, -tausch sowie die Kühlungsart berücksichtigt werden. Nach unseren Erfahrungen deutet ein Furfurolgehalt  $2FAL > 1$  ppm auf begonnene Zersetzung der Zelluloseisolation hin, Werte  $2FAL > 4$  ppm findet man häufig bei Transformatoren mit unzureichender Festigkeit der Zelluloseisolation.

Die visuelle Inspektion und die Untersuchung von Papierproben sind die einzige Methode um auf den tatsächlichen Zustand des Transformators zu schließen und eine Korrelation aus den Prognosen der Zustandsbewertung und dem Istzustand zu gewinnen. Die Auswertung der Papieruntersuchungen zeigt, dass an allen verschrotteten Maschinentransformatoren die Zelluloseisolation über eine unzureichende Festigkeit verfügte. Die Inspektion von ausgefallenen Maschinentransformatoren zeigt, dass die Ausfallursache in der unzureichenden Festigkeit der Zelluloseisolation zu sehen ist. Der typische Ausfallmechanismus beginnt mit einem Windungsschluss in der Unterspannungswicklung in der Nähe des Heißpunkts. Durch den Windungsschluss wird ein Fehlerstrom initiiert dessen Stromkräfte die Wicklung mechanisch deformieren. Die einhergehende Lichtbogenaktivität führt zur Auslösung über den Buchholzschutz. Seit dem Jahr 2000 sind drei Maschinentransformatoren mit diesem Fehlermechanismus ausgefallen.

Die angeführte Diagnosestrategie erlaubt eine Fehlerfrüherkennung und eine möglichst weitgehende Ausschöpfung der Nutzungsdauer. Die abgestufte, auf der Zustandserfassung basierend Strategie trägt wesentlich zur Reduzierung Instandhaltungskosten bei.

## **5.2 Leistungsschalter**

Der Instandhaltung von Leistungsschaltern ist besondere Aufmerksamkeit zu schenken, da diese Betriebsmittel im Fehlerfall Kurzschlussströme sicher ausschalten müssen. Wurden in der Vergangenheit häufig die Schaltkammern der Leistungsschalter inspiziert, so zeigt eine Analyse der Kurzschlussstrombeanspruchungen von Leistungsschaltern, dass dieses Vorgehen über die gesamte Nutzungsdauer des Leistungsschalters nicht sinnvoll ist [9]. Die Fehlerstatistik zeigt vielmehr, dass die Hauptfehlerschwerpunkte nicht im Bereich des Hochspannungsteil ( $< 10\%$ ) liegen, sondern durch den Antrieb ( $\sim 50\%$ ), den Sekundärkreis ( $\sim 20\%$ ) oder durch  $SF_6$ -Leckagen ( $\sim 20\%$ ) verursacht werden. Basierend auf diesen Erfahrungen wurde ein Verfahren entwickelt mit dem eine automatisierte, benutzergeführte und Datenbank gestützte Diagnose (ADS) von Leistungsschaltern möglich ist [10]. Im Bild 5 ist das Diagnoseverfahren schematisch dargestellt.



**Bild 5: Schematische Darstellung des Systems zur automatisierten Leistungsschalterdiagnose (ADS)**

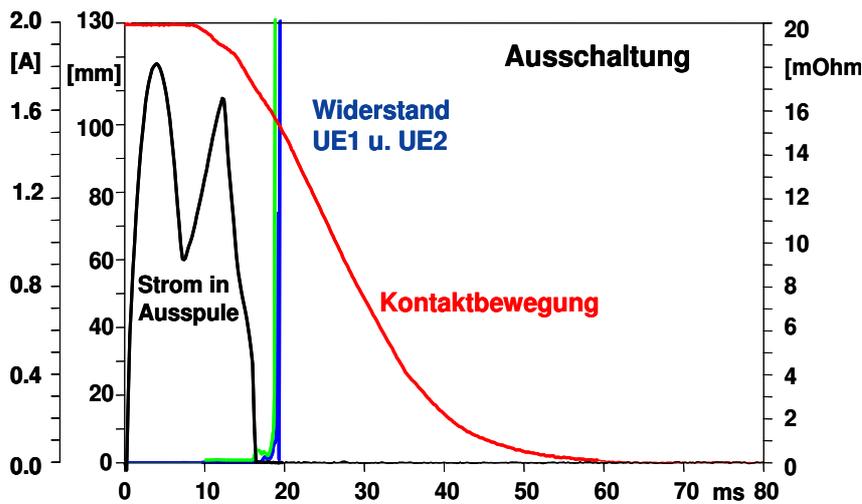
Das Hauptelement ist die sog. Diagnosebox, welche die Prozesssteuerung, die Datenaufzeichnung und -auswertung und die Datenübertragung zu einem Laptop übernimmt. Die Diagnosebox enthält verschiedene Eingänge, um die verschiedenen Diagnosegrößen aufzuzeichnen. Die Signale für Steuerung und Überwachung des Schaltvorganges und des Antriebsmechanismus können über einen Diagnosestecker abgegriffen werden.

Durch Einsatz von drei zusätzlichen Sensoren kann man den Kontaktwiderstand und die Kontaktbewegung aufzeichnen und das  $SF_6$ -Gas überprüfen. Alle Messergebnisse werden automatisch analysiert und in einer Datenbank abgespeichert. Mit Hilfe früherer Diagnosedaten aus der Datenbank lassen sich Tendenzen ermitteln und Unregelmäßigkeiten bereits in der Frühphase auffinden. Der Ablauf des Inspektionsvorganges ist automatisiert. Das Wartungspersonal erhält Anweisungen, welche Inspektionsmaßnahmen durchzuführen sind und welche Abhilfemaßnahmen im Falle von Unregelmäßigkeiten einzuleiten sind. Ferner besteht die Möglichkeit, sich im Zweifelsfall mit Experten online zu beraten.

Durch die beschriebene Vorgehensweise können in ziemlich kurzer Zeit umfangreiche Informationen über den Zustand des Leistungsschalters gesammelt werden. Wenn keine Unregelmäßigkeiten oder unzulässige Abweichungen von den Sollwerten vorliegen, wird der Leistungsschalter für den Betrieb wieder freigegeben. Anderenfalls können mit Hilfe dieser Informationen weitere Wartungsmaßnahmen oder Instandsetzungsarbeiten geplant werden.

In Bild 6 ist beispielhaft das Ergebnis eines automatisierten Messvorganges dargestellt, bei dem der dynamische Kontaktwiderstand, die Schaltbewegung und der Strom in der Auslösespule aufgezeichnet wurde. Aus diesen Messergebnissen können der Zustand des Kontaktsystems, die Schaltgeschwindigkeit, die Schaltzeiten und die Funktionstüchtigkeit der kinematischen Kette zwischen Antrieb und Schaltkammer und die des Auslösesystems ermittelt werden.

Mit dem Diagnosesystem ist ein wesentlich effizientere Instandhaltung möglich. Durch den hohen Automatisierungsgrad wird die Inspektionszeit verkürzt und durch die Benutzerführung kann auch Personal ohne detaillierte Fachkenntnisse, z. B. eigenes Servicepersonal eingesetzt werden. Die umfangreichen Zustandsinformationen ermöglichen eine weitgehende Nutzungsdauerausschöpfung und eine qualifizierte Erneuerungsplanung.



**Bild 6:**  
Beispiel eines automatisierten Messvorganges an einem Leistungsschalter

## 6. Life Management

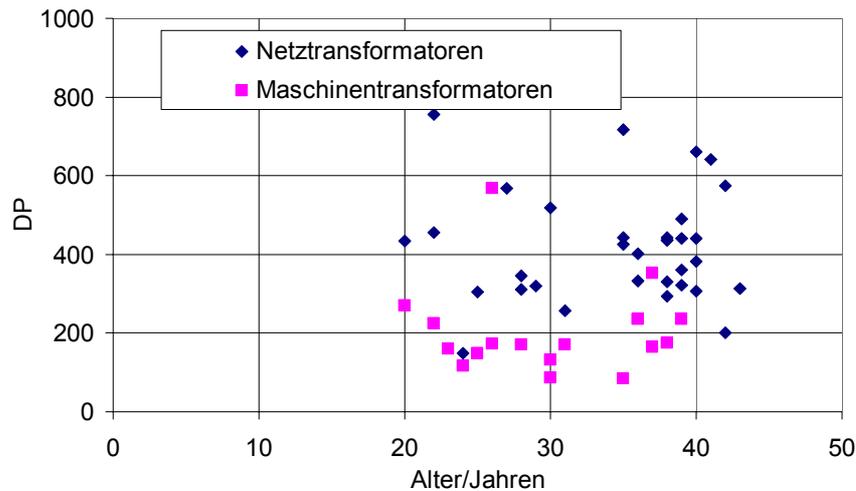
Life Management verfolgt die Aufgabe, die Betriebsmittel unter Berücksichtigung des Lebensdauervorrats und einer definierter Zuverlässigkeit optimal auszunutzen und die Verteilung der Investitions- und Instandhaltungskosten konstant zu halten. Am Beispiel von Transformatoren werden die Bemühungen des RWE zum Thema Lifemanagement erläutert [11], zunächst wird jedoch das Alterungsverhalten von Transformatoren beschrieben.

### 6.1 Alterungsverhalten von Transformatoren

Für eine genauere Beschreibung der Alterungsvorgänge an Transformatoren ist es vorteilhaft, den Transformator getrennt nach seinen Komponenten zu betrachten. In diesem Beitrag soll nur das Alterungsverhalten der Hauptkomponenten Aktivteil, Durchführungen und Stufenschalter eingegangen werden. Diese Einschränkung ist durchaus sinnvoll, da die Alterungsvorgänge an den übrigen Komponenten wie z.B. Kessel oder Kühlanlage entweder zeitlich nicht dominant sind oder, wie bei Überwachungsgeräten oder anderen sekundärtechnischen Einrichtungen, nach Ausfall in der Anlage erneuert oder Instand gesetzt werden können.

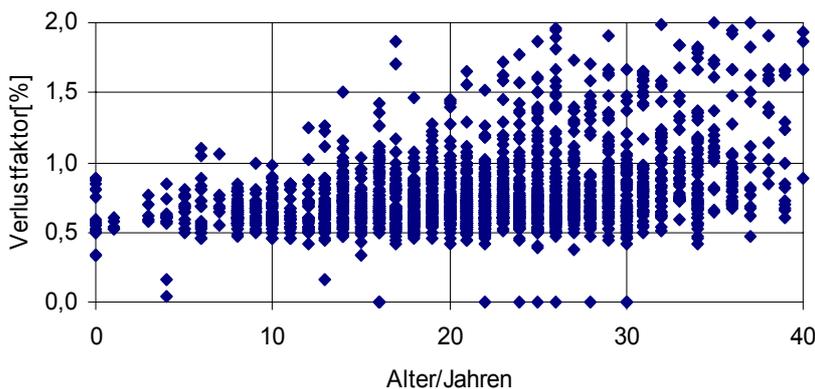
Die Alterung des Aktivteils ist im wesentlichen abhängig von der Belastung des Transformators. Die daraus resultierende thermische Beanspruchung reduziert die mechanische Festigkeit des Isolierpapiers. Isolierpapier mit unzureichender Festigkeit kann bei Kurzschlussstrombeanspruchungen von den Windungen abplatzen, es besteht die latente Gefahr eines Windungsschlusses. Die Festigkeit des Isolierpapiers kann durch die Messung des Polymerisationsgrads (DP) bestimmt werden. Neuwertiges Isolierpapier besitzt  $DP > 1000$ , Isolierpapier mit unzureichender Festigkeit zeigt Werte  $DP < 200$ . Bezüglich der DP-Bestimmung ist zu beachten, dass die Alterung des Isolierpapiers ortsabhängig ist und der Ort der stärksten Alterung sich am heißesten Punkt der Wicklung (Hotspot) befindet. Da die Probenahme zerstörungsbehaftet ist, lassen sich DP-Untersuchungen nur im Rahmen großer Instandsetzungen oder bei Verschrottungen durchführen. Die Alterung ist Trafotyp abhängig, wobei insbesondere die Ausführung des Isolationssystems, die Kühlungsart und die Auslegung der Kühlanlage eine Rückwirkung auf den Alterungsprozess besitzen. Unsere Erfahrungen zeigen, dass bei gleichen Lastbedingungen OD-gekühlte Transformatoren mit modernen Isolationssystemen über geringere Alterungsraten verfügen als OF-gekühlte Transformatoren mit Weichpapierisolation. In Bild 7 sind die Ergebnisse der DP-Untersuchungen getrennt nach Netz- und Maschinentransformatoren aufgetragen. Eine Analyse der Ergebnisse zeigt, dass die Nutzungsdauer der Maschinentransformatoren auf ca. 25 Jahre beschränkt ist, während die Nutzungsdauer von Netztransformatoren durchaus 50 Jahre betragen kann. Die Nutzungsdauer des Eisenkerns ist unter der Voraussetzung, dass der Transformator nicht unzulässig übererregt worden ist nahezu unbegrenzt. Bei gebolzten Kernen kann die Nutzungsdauer durch die thermische Zersetzung der Kernbolzenisolation begrenzt werden. Die Nutzungsdauer des Isolieröls ist ebenfalls abhängig von der Belastung des Transformators und der Alterungsbeständigkeit des Isolieröls. Bei Verwendung von

hochwertigen Isolierölen mit erhöhter Alterungsstabilität erreicht die Nutzungsdauer des Isolieröls die Nutzungsdauer der Zelluloseisolation [12].



**Bild 7: Alterungsverhalten der Zelluloseisolation von Transformatoren**

Der Zustand von Kondensatordurchführungen lässt sich durch die zyklische Nachmessung von Kapazität und Verlustfaktor ( $\tan \delta$ ) des Durchführungswickels erfassen. Eine Auswertung der Messergebnisse zeigt, dass Alterungsvorgänge bislang nur an Hartpapierdurchführungen zu beobachten sind (Bild 8).



**Bild 8: Alterungsverhalten von Hartpapierdurchführungen**

Die Alterung wird hervorgerufen durch werkstoffbedingte Rissbildungen und inhomogene Öltränkung. Diese beiden Vorgänge führen zu dielektrischen Überbeanspruchungen mit der Gefahr von Teildurchschlägen, die letztendlich zum Ausfall der Durchführung eskalieren kann. Ferner ist zu beachten, dass Hartpapierdurchführungen nicht vakuumfest sind und durch Beaufschlagung mit Vakuum nachhaltig geschädigt werden können. Die Nutzungsdauer besitzt eine große Streuung, wobei nach unseren Erfahrungen 30 Jahre nicht wesentlich überschritten werden sollten.

Die Alterung von Stufenschaltern ist abhängig von der Anzahl der durchgeführten Stufungen und der geschalteten Stromsumme. Unter Annahme Netzbetreiber-typischer geringer Schalthäufigkeit sowie der Beachtung der Wartungsvorschriften ist die Nutzungsdauer eines Stufenschalters nahezu unbegrenzt, da im Rahmen der Lastumschalterinspektion Verschleißteile wie Isolieröl, Schaltkontakte, etc. ausgetauscht werden. Bei älteren Stufenschaltern mit Kontaktpaarungen Kupfer-Kupfer im Wähler- / Vorwählerbereich besteht die Gefahr von Ölkohlebildung. Diese Kontakte sind in der Regel ohne Öffnen des Kessels nicht zugänglich.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Nutzungsdauer von Maschinentransformatoren durch den Abbau der Zelluloseisolation begrenzt ist. Bei Netztransformatoren ist der Abbau der Zelluloseisolation normalerweise nicht dominant. Hier kann die Nutzungsdauer durch den Zustand von

Durchführungen, Isolieröl oder anderer strategischer Einflussgrößen wie z. B. Geräusch oder Instandhaltungskosten begrenzt werden.

## 6.2 Strategische Maßnahmen / Sanierungsprogramme

Voraussetzung für ein qualifiziertes Life Management ist eine kontinuierliche Zustandserfassung und Bewertung der Transformatoren. Basis hierfür ist ein speziell entwickeltes Zustandserfassungsschema mit einem integrierten Klassifizierungsalgorithmus [13]. Dieses Tool ist ebenso wie das Expertensystem für die Gas-in-Öl-Analyse Bestandteil der RWE-eigenen Betriebsmitteldatenbank, Zustandsgrößen und Klassifizierungsparameter sind frei definierbar. Der Vorteil dieses Bewertungsverfahrens liegt darin, dass nach Definition eines Sollzustands Vorhersagen über Zeitpunkt und Reihenfolge des Austauschs von Transformatoren getätigt werden können. Wichtige strategische Maßnahme aus Sicht des Life Managements ist die Verfügbarkeit von Reservetransformatoren und –Durchführungen. Durch Reservetransformatoren kann im Fehlerfall der Betrieb schnell wieder aufgenommen und damit die Netzstabilität wieder abgesichert werden. Insbesondere Reservemaschinentransformatoren haben sich als sehr nützlich erwiesen, die meisten großen Kraftwerke sowie strategische Umspannanlagen der RWE verfügen über eigene Reservetransformatoren. Eine optimale (sinnvolle) Reservehaltung erfordert jedoch eine weitgehende Standardisierung der Transformatoren. Eine weitere wichtige Maßnahme ist die konsequente Befundaufnahme im Fehlerfall, bei Verschrottungen oder geplanten Instandsetzungen. Nur durch gründliche Inspektionen ist es möglich, Erfahrungen über den Zustand zu sammeln und verborgene Schwachpunkte im Design bzw. Konstruktion aufzuspüren. Darüber hinaus ist dieses Verfahren die einzige Möglichkeit die empirischen Annahmen aus der Zustandsprognose zu überprüfen.

Letzter wesentlicher Bestandteil des Life Managements ist die Ausarbeitung von Sanierungsstrategien und falls notwendig von Austauschprogrammen. Grundlage dieser Programme sind die empirischen Annahmen über die verbleibende Restnutzungsdauer sowie der zukünftige Bedarf an Transformatoren bedingt durch die Netzentwicklung. Hierbei sind besonders die durch Rückbau der 220kV-Spannungsebene frei werdenden Transformatoren mit in die Austauschprogramme einzubeziehen. Als Entscheidungskriterium ob ein Transformator ersetzt (verschrottet) oder saniert werden kann, muss die Konstruktion des Transformators berücksichtigt werden. Zur Zeit basieren die RWE-Sanierungsprogramme auf folgenden Strategien:

- Betrieb bis zum Untergang
- Vorsorgliche Außerbetriebnahme und Ersatz durch neuen Transformator
- Vorsorgliche Außerbetriebnahme und Ersatz durch verfügbaren Transformator aufgrund von Rückbaumaßnahmen
- Außerbetriebnahme aufgrund von Rückbaumaßnahmen
- Erneuerung des Transformators unter Wiederverwendung von Kessel, Eisenkern und ggf. Stufenschalter

Die Verfolgung der Strategie des Betrieb bis zum Untergang des Transformators erfordert zwingend eine Abstimmung zwischen Assetmanager und Systemführer. Aus unserer Sicht ist diese Strategie nur dann sinnvoll, wenn entweder der Kraftwerksblock oder das Feld einer Umspannanlage über eine begrenzte Restnutzungsdauer verfügen. Ferner sollten genügend Reservetransformatoren vorhanden sein, um im Fehlerfall die Verfügbarkeit schnell wieder herstellen zu können. Wenn die Restnutzungsdauer des Kraftwerksblocks oder des Feldes einer Umspannanlage wesentlich größer als die Restnutzungsdauer des Transformators ist, sollte der Transformator mit Erreichen seines Nutzungsdauerendes vorsorglich außer Betrieb genommen werden, um das Risiko eines Ausfalls zu minimieren. Die Verfolgung dieser Strategie zieht einen großen Planungsaufwand bezüglich zeitlicher Koordinierung nach sich. Der Transformator muss nicht zwingend durch eine neue Einheit ersetzt werden. Falls vorhanden kann der Transformator durch eine verfügbare Einheit mit entsprechender Restnutzungsdauer ersetzt werden. Des Weiteren besteht ggf. die Möglichkeit den Transformator unter Wiederverwendung wertwichtiger Komponenten zu erneuern. Basierend auf den beschriebenen Strategien wurden Sanierungsprogramme für diverse Transformatorenkollektive entwickelt, die Inhalte sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt.

Um	Leistung	Typ	Maßnahme
245 kV	200 MVA	Masch.	Vorsorgliche Außerbetriebnahme und Ersatz durch neuen Transformator
420 kV	133 MVA	Masch.	Betrieb bis zum Untergang
420 kV	266 MVA	Masch.	Erneuerung des Transformators unter Wiederverwendung von Kessel, Eisenkern und ggf. Stufenschalter
420 kV	220 MVA	Netz	Vorsorgliche Außerbetriebnahme und Ersatz durch verfügbaren Transformator aufgrund von Rückbaumaßnahmen
245 kV	100 MVA	Netz	Vorsorgliche Außerbetriebnahme und Ersatz durch verfügbaren Transformator aufgrund von Rückbaumaßnahmen
123 kV	15/30 MVA	Netz	Vorsorgliche Außerbetriebnahme und Ersatz durch neuen Transformator

Das erste Sanierungsprogramm bezog sich auf eine Gruppe von 200-MVA-Maschinentransformatoren. Bis 1999 wurden insgesamt 8 Transformatoren vorsorglich ausgebaut und durch neue Einheiten ersetzt. Aufgrund der begrenzten Restlaufzeit einiger Kraftwerksblöcke (geplante Außerbetriebnahme im Jahr 2000) und der hohen Anzahl an Reservetransformatoren wurde beschlossen, das Kollektiv der 133-MVA-Maschinentransformatoren bis zum Untergang zu betreiben. Nach Verlängerung der Restlaufzeit der Kraftwerksblöcke und zwei Ausfällen von 133-MVA-Maschinentransformatoren wurde diese Strategie aufgegeben. In 2003 wurden vorsorglich drei neue Transformatoren beschafft, die Inbetriebnahme dieser Transformatoren ist für das Frühjahr 2004 geplant. Das Sanierungsprogramm für die 266-MVA-Maschinentransformatoren unterscheidet sich etwas von dem Programm für die 200-MVA-Maschinentransformatoren. Aufgrund der modernen Ausführung des Eisenkerns werden hier die vorsorglich ausgebauten Transformatoren unter Wiederverwendung von Kessel, Eisenkern und zum Teil des Stufenschalters erneuert. Die Erneuerung hat wirtschaftliche Vorteile gegenüber der Neubeschaffung, erfordert jedoch Reservetransformatoren als „Springer“. Bislang wurden insgesamt drei Transformatoren nach dieser Methode erneuert. Die Sanierungsprogramme für die 380/220kV- und 220/110 kV-Netztransformatoren werden durch die Rückbaumaßnahmen der 220 kV-Spannungsebene gesteuert. Bedingt durch die Rückbaumaßnahmen erhöht sich die Anzahl der verfügbaren Transformatoren. Hierbei ersetzen Transformatoren mit höherer Restnutzungsdauer Transformatoren mit geringerer Perspektive. Die eingetauschten Transformatoren sollten dabei eine Restnutzungsdauer von mehr als 10 Jahren besitzen, bislang wurden 12 Transformatoren mit dieser Strategie ersetzt. Ziel dieser Maßnahmen ist es eine Neubeschaffung von 220 kV-Transformatoren möglichst zu vermeiden. Darüber hinaus wurde ein Austauschprogramm für Hartpapierdurchführungen beschlossen. Ziel ist es, die zur Zeit noch in Betrieb befindlichen ca. 550 Durchführungen zustandsabhängig über einen Zeitraum von 10 Jahren zu ersetzen. Bei den 110 kV-Netztransformatoren ist eine zustands- und wichtigkeitsgesteuerte Ersatzbeschaffung geplant [14].

## 7. Zusammenfassung

Aufgabe des Assetmanagements der Netzbetreiber ist es nicht nur durch Optimierungsmaßnahmen Betriebskosten zu reduzieren, sondern auch dafür Sorge zu tragen, dass die Optimierungsmaßnahmen ohne negative Rückwirkungen auf die geforderte Versorgungsqualität umgesetzt werden.

Während früher konservative und empirische Ansätze die Instandhaltungsstrategie und die Ausnutzung der Betriebsmittel prägten, verlangen Optimierungen in der Instandhaltungsstrategie sowie die stärkere Ausnutzung der Betriebsmittel ein ingenieurmäßiges Vorgehen, um die Fehlerrate und damit die Versorgungsqualität nicht negativ zu beeinflussen. Ein wichtiger Beitrag zur Erhöhung der Zuverlässigkeit von Betriebsmitteln ist die Fehleranalyse. Am Beispiel von Transformatoren kann gezeigt werden, dass durch Verwendung von neuen Komponenten wie z.B. Durchführungen mit Verbundisolator und Vereinfachung der Konstruktion sich eine Vielzahl von Fehlermöglichkeiten ausschließen lassen. Ein weiterer Punkt ist die Einführung von innovativen Instandhaltungsstrategien und -methoden. So kann durch die Verwendung der automatisierten Leistungsschalterdiagnose (ADS), bei reduzierten Instandhaltungskosten die Diagnose auf ein höheres Niveau angehoben werden. Als letzten Punkt ist ein qualifiziertes Life Management zu nennen. Die Aufgabe des Life Managements ist es die Restnutzungsdauer der Betriebsmittel optimal auszunutzen und die Integrität der Betriebsmittelkollektive über einen langen Zeitraum sicherzustellen. Dies erfordert eine stetige Erfassung und Bewertung des Zustands der Betriebsmittel sowie eine angepasste Reservehaltung. Ein weiteres wichtiges Instrument ist die Ausarbeitung von Sanierungsprogrammen für Betriebsmittelkollektive die sich dem Ende der Nutzungsdauer annähern. Bei der Erstellung vom

Sanierungsprogrammen ist der zukünftige Betriebsmittelbedarf zu berücksichtigen. Dies gilt besonders für Betriebsmittel der 220-kV-Spannungsebene. Bedingt durch den Rückbau der 220-kV-Spannungsebene wird bei RWE angestrebt, derartige Betriebsmittel nach Möglichkeit nicht mehr zu beschaffen.

Aufgrund der getroffenen Maßnahmen konnte bislang negativen Rückwirkungen der eingeleiteten Optimierungsmaßnahmen vermieden werden. Es bestehen doch berechtigte Zweifel, ob dieses hohe Niveau auch zukünftig gehalten werden kann, wenn der stetige Know-How-Verlust bei den Netzbetreibern und der Industrie weiter anhält. Ferner besteht die Gefahr, dass durch von innen oder außen veranlasste Budgetkürzungen die bereits optimierten Maßnahmen nicht mehr vollständig umgesetzt werden können und somit die Anstrengungen zur Aufrechterhaltung der Netzqualität negativ beeinflusst werden.

### Literaturverzeichnis

- [1] S. Bartlett: Asset management in a de-regulated environment. CIGRE 23-303, 2002.
- [2] C. Neumann: Asset- und Risikomanagement aus Sicht des Betreibers. Micafil-Symposium: Werterhaltung von Isolationssystemen in Transformatoren, Schaltanlagen und Kabeln. Stuttgart, 20.-21.03.2002.
- [3] G. Balzer, M. Halfmann, C. Neumann, T. Orłowska, A. Strnad: Life cycle management of circuit-breakers by application of reliability centred maintenance. CIGRE-Report 13-107, 2000.
- [4] F. Flottmeyer, G. Lange, T. Miksa, W. Neldner, U. Sundermann: Betrachtung zum Problem der Nutzungsdauer von Hochspannungstransformatoren und –Wandlern, ETG-Fachbericht 55, 1995.
- [5] C. Neumann, K.-H. Weck: Störungs- und Schadensanalyse – Feedback für Diagnostik von Betriebsmitteln aus dem Netzbetrieb. ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, 26.-27.02.04, Berlin, ETG-Fachbericht Bd. 87.
- [6] C. Neumann, K. Feser, C.-G. Henningsen, H. Pein, H. Röhler, K.-H. Weck: The German practice of on site tests and measurements on GIS, transformers and cables at commissioning and in service, CIGRE 33-305, 2002.
- [7] A. Möllmann, B. Pahlavanpour: New Guidelines for interpretation of dissolved gas analysis in oil- filled transformers, Electra Nr. 186, Oktober 1999.
- [8] A. Möllmann, A. De Pablo: New Guidelines for furans analysis as well as dissolved gas analysis in oil- filled transformers, CIGRE 15/21/33-19, 1996.
- [9] C. Neumann, G. Balzer, J. Becker, R. Meister, V. Rees, C. E. Sölver: Stress of HV Circuit-Breakers during Operation in the Networks – German Utilities' Experience. CIGRE-Report 13-304, 2002.
- [10] C. Neumann, N. Lambrecht: Automatisierte, benutzergeführte und Datenbank gestützte Inspektion und Diagnose von Leistungsschaltern. ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Köln, 09.-10.03.04.
- [11] U. Sundermann, C. Neumann: Life Management von Hoch- und Höchstspannungstransformatoren. ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Köln, 09.-10.03.04.
- [12] F. Flottmeyer, U. Sundermann, A. Möllmann: Alterungsverhalten von Transformatorisoliölen, Elektrizitätswirtschaft Heft 19, 1996
- [13] L. Petterson, N. Fontana, U. Sundermann: Life assessment: Ranking of power transformers using condition based evaluation. A new approach, CIGRE 12-204, 1998.
- [14] C. Neumann, A. Borchert, O. Schmitt, G. Balzer: Zustands- und wichtigkeitsorientierte Instandhaltung und Erneuerung von Hochspannungsschaltanlagen mit Datenbankunterstützung. ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Köln, 09.-10.03.04.