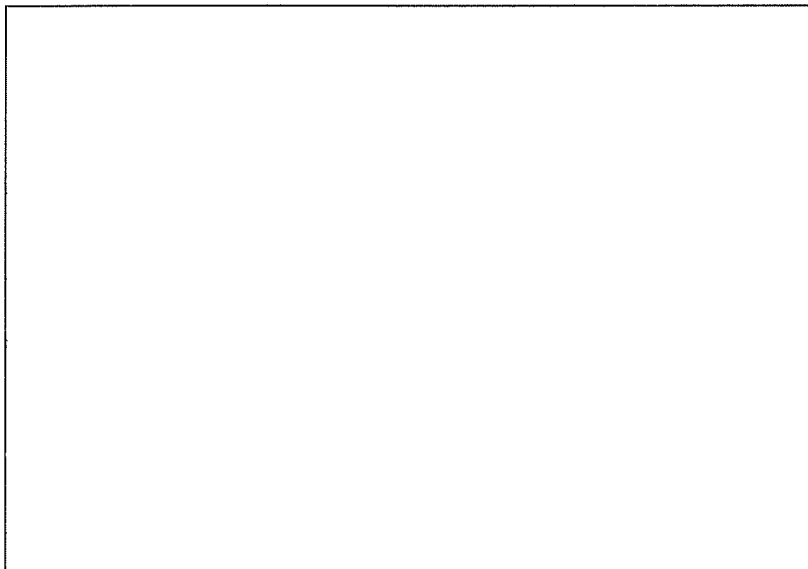


*FKH- / VSE-Fachtagung
19. September 1996
Hotel Golden Tulip, Fribourg*

**DIAGNOSEMETHODEN UND ÜBERWACHUNGS-
SYSTEME FÜR BETRIEBSMITTEL MIT
ÖL/PAPIER-ISOLATION**

**MÉTHODES DIAGNOSTIQUES ET SYSTÈMES DE
SURVEILLANCE POUR LES MOYENS
D'EXPLOITATION À ISOLATION HUILE/PAPIER**



*Fremdspannungsprüfung mit Teilentladungsmessung an einem
220-kV-Regulierpol in einem Unterwerk. Die Prüfspannung wird
mit einer Serie-Resonanzprüfanlage erzeugt (rechts im Bild).*

VSE-Druckschrift 5.61 d/f

*FKH- / VSE-Fachtagung
19. September 1996
Hotel Golden Tulip, Fribourg*

***DIAGNOSEMETHODEN UND ÜBERWACHUNGS
SYSTEME FÜR BETRIEBSMITTEL MIT
ÖL/PAPIER-ISOLATION***

***MÉTHODES DIAGNOSTIQUES ET SYSTÈMES DE
SURVEILLANCE POUR LES MOYENS
D'EXPLOITATION À ISOLATION HUILE/PAPIER***

Veranstalter:

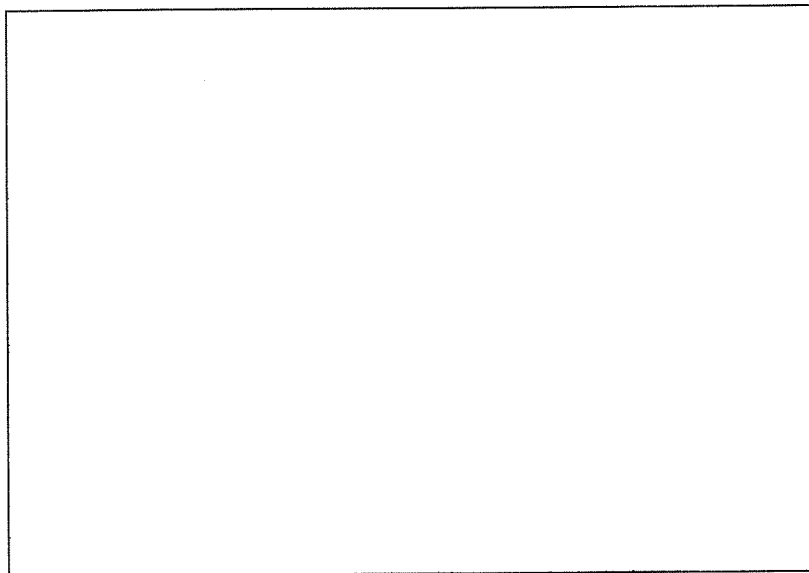
*Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH
Voltastrasse 9
8044 Zürich*

*Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, VSE
Postfach 6140
8023 Zürich*

*FKH- / VSE-Fachtagung
19. September 1996
Hotel Golden Tulip, Fribourg*

**DIAGNOSEMETHODEN UND ÜBERWACHUNGS-
SYSTEME FÜR BETRIEBSMITTEL MIT
ÖL/PAPIER-ISOLATION**

**MÉTHODES DIAGNOSTIQUES ET SYSTÈMES DE
SURVEILLANCE POUR LES MOYENS
D'EXPLOITATION À ISOLATION HUILE/PAPIER**



*Fremdspannungsprüfung mit Teilentladungsmessung an einem
220-kV-Regulierpol in einem Unterwerk. Die Prüfspannung wird
mit einer Serie-Resonanzprüfanlage erzeugt (rechts im Bild).*

VSE-Druckschrift 5.61 d/f

*FKH- / VSE-Fachtagung
19. September 1996
Hotel Golden Tulip, Fribourg*

***DIAGNOSEMETHODEN UND ÜBERWACHUNGS
SYSTEME FÜR BETRIEBSMITTEL MIT
ÖL/PAPIER-ISOLATION***

***MÉTHODES DIAGNOSTIQUES ET SYSTÈMES DE
SURVEILLANCE POUR LES MOYENS
D'EXPLOITATION À ISOLATION HUILE/PAPIER***

Veranstalter:

*Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH
Voltastrasse 9
8044 Zürich*

*Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, VSE
Postfach 6140
8023 Zürich*

**FKH- / VSE-Fachtagung
19. September 1996**

DIAGNOSEMETHODEN UND ÜBERWACHUNGSSYSTEME FÜR BETRIEBSMITTEL MIT ÖL/PAPIER-ISOLATION

Die Frage, ob die Lebensdauer von wichtigen Komponenten der elektrischen Energieübertragung (Transformatoren, Generatoren, Messwandlern, Hochspannungskabel) zuverlässig abgeschätzt werden kann, hat vor allem bei zunehmendem Alter dieser Betriebsmittel ein immer grösseres Gewicht und beeinflusst sowohl die Instandhaltungs- als auch die Ersatz-Strategie bzw. Netzplanung. Es ist allgemein bekannt, dass die Restlebensdauer von betriebsgealterten Komponenten und Apparaten u.a. stark von deren Isolationszustand (Alterungszustand) abhängig ist.

Bezüglich Instandhaltung und Erneuerungsstrategie können bei Apparaten und Komponenten der elektrischen Energietechnik heute folgende zwei (extreme) Wege beschritten werden:

1. Betrieb der Einrichtung mit üblichem Wartungsaufwand und unter Verzicht von diagnostischen Hilfsmitteln, verbunden mit einem relativ hohen Ausfallrisiko vor allem am Ende der Lebensdauer des Betriebsmittels infolge von Alterungseffekten. Das Risiko eines unplanmässigen Ausfalls kann z.B. durch eine vorzeitige Ausserbetriebnahme bzw. durch den Parallelbetrieb einer neuen Einheit (Redundanz) vermindert werden.
2. Kontinuierliche Beobachtung des Zustandes der Betriebsmittel durch moderne Diagnoseverfahren und Überwachungssysteme. Damit steht vor allem für die Abschätzung der Restlebensdauer bzw. für die Ausserbetriebnahme von betriebsgealterten Komponenten eine objektive Entscheidungsgrundlage zur Verfügung.

Für hochwertige und kostenintensive Betriebsmittel (z.B. Transformatoren, Generatoren) wird in zunehmendem Masse der zweite Weg gewählt.

Die Tagung hat das Ziel, die Mitglieder der FKH und des VSE, die schweizerischen Elektrizitätswerke, die Hersteller von energietechnischen Komponenten und Anlagen sowie weitere interessierte Kreise über aktuelle und zukünftige Diagnoseverfahren zur Beurteilung des allgemeinen Isolationszustandes von Betriebsmitteln und über Möglichkeiten der kontinuierlichen Überwachung zu informieren.

Der Schwerpunkt der Tagung liegt auf Beurteilungsmethoden und Verfahren für das "klassische" Isolationssystem Öl/Papier bzw. Öl/Zellulose, welches auch heute noch in vielen energietechnischen Apparaten und Komponenten (z.B. Transformatoren, Wandlern, Kondensatoren, Kabel) eine dominante Rolle spielt. Insbesondere sollen dabei auch die Probleme im Zusammenhang mit der Abschätzung der Restlebensdauer von betriebsgealterten Komponenten und Apparaten erläutert und offen diskutiert werden.

FKH- / VSE-Fachtagung
19. September 1996

MÉTHODES DIAGNOSTIQUES ET SYSTÈMES DE SURVEILLANCE POUR LES MOYENS D'EXPLOITATION À ISOLATION HUILE/PAPIER

La question de savoir si la durée de vie des composants essentiels des systèmes de transport de l'énergie (transformateurs, alternateurs, transformateurs de mesure, câbles de haute tension) peut être évaluée fiablement est, notamment avec l'accroissement de l'âge de ces matériels, de plus en plus importante et influence tant la stratégie de maintenance que celle du remplacement, et de la planification des réseaux. Il est généralement connu que la durée de vie résiduelle des composants et appareils dépend, entre autres, fortement de l'état de leur isolation (état de vieillissement).

Concernant la maintenance et la stratégie de renouvellement pour les appareils et composants de la technique de l'énergie électrique, on peut aujourd'hui emprunter deux voies (extrêmes):

1. Exploitation de l'appareillage en le soumettant au travail d'entretien usuel et en renonçant aux moyens diagnostiques, cela étant lié à un risque de défaillance relativement élevé surtout à la fin de la durée de vie du matériel, risque dû aux effets du vieillissement. Le risque d'une défaillance inattendue peut être réduit, par exemple, par une mise hors service préalable ou en procédant à une exploitation en parallèle d'une nouvelle unité (redondance).
2. Observation continu de l'état des matériels par des méthodes diagnostiques et de systèmes de surveillance modernes. Avec cela on dispose d'une base de décision objective permettant d'évaluer la durée de vie résiduelle et de mettre hors service des composants usés.

Pour les moyens d'exploitation très coûteux (par exemple transformateurs, alternateurs) on choisit de préférence la seconde voie.

La journée a pour but d'informer les membres de la FKH/CEH et de l'UCS, les entreprises électriques, les fabricants de composants et d'équipements du secteur de l'énergie ainsi que les milieux intéressés sur les méthodes diagnostiques actuelles et futures permettant d'apprécier l'état général de l'isolation des matériels électriques et sur les possibilités de la surveillance continue.

L'accent sera mis sur les méthodes et procédures d'appréciation pour le système d'isolation „classique“ huile/papier ou huile/cellulose qui joue aujourd'hui encore un rôle dominant dans de nombreux appareils et composants du secteur de l'énergie (par exemple transformateurs, transformateurs de mesure, condensateurs, câbles). On discutera en particulier les problèmes liés à l'estimation de la durée de vie résiduelle des composants et appareils vieillissants en service.

TAGUNGSPROGRAMM

(Simultanübersetzung der deutschen Referate in Französisch)

- ab 09.45 Empfang der Teilnehmer
 Kaffee und Erfrischungen, Abgabe der Tagungsunterlagen
- 10.20 **Begrüssung**
 Dr. F. Schwab, Präsident der FKH
- 10.30 **Lebensdauer von Betriebsmitteln:
Erfahrungen und Erwartungen eines Betreibers**
 M. Schönenberger, Nordostschweizerische Kraftwerke, NOK, Baden
- 11.00 **Diagnose und Überwachung von Komponenten und Apparaten der
Energietechnik: aktueller Stand, Trends für die Zukunft**
 Dr. Th. Aschwanden, Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH, Zürich
- 11.30 **Messung der Relaxationsströme für die Zustandsbeurteilung von
Öl/Zellulose-Isolationssystemen**
 V. Der Houhanessian, Fachgruppe Hochspannungstechnik, ETH, Zürich
- 12.00 **Allgemeine Diskussion**
-
- 12.30 *Gemeinsames Mittagessen im Hotel*
-
- 14.00 **Betriebsüberwachung von Transformatoren und Messwandlern:
Untersuchungen des Isolieröls als unentbehrliches Hilfsmittel**
 Dr. H.J. Knab, ABB Unifer, Baden
- 14.30 **Zustandserfassung und Bewertung von Hochspannungs-Durchführungen
im Betrieb**
 K. Frei, Micafil Isoliertechnik AG, Zürich
- 15.00 **Beurteilung von betriebsgealterten Hochspannungskondensatoren**
 E. Savary, Condis SA, Rossens
- 15.30 **Lebensdauerabschätzung bei Transformatoren:
Möglichkeiten und Grenzen**
 Frau Dr. J. Fuhr, ABB-Sécheron SA, Genève
- 16.00 **Schlussdiskussion**
- ca. 16.30 Ende der Veranstaltung

Tagungsleitung: Dr. F. Schwab, ATEL, Olten

Tagungsort: Hotel Golden Tulip, Fribourg

PROGRAMME

(les exposés seront traduits simultanément en français)

- dès 09h45 Accueil des participants
 Café et rafraîchissements, remise des documents
- 10h20 **Bienvenue**
 Dr. F. Schwab, président de la FKH/CEH
- 10h00 **Durée de vie résiduelle des moyens d'exploitation:
 expériences et attentes d'un exploitant**
 M. Schönenberger, Forces motrices du nord-est de la Suisse, NOK, Baden
- 11h00 **Diagnostic et surveillance des composants et appareils utilisés
 en technique de l'énergie: état actuel, tendances pour l'avenir**
 Dr. Th. Aschwanden, Commission d'étude des questions relatives
 à la haute tension, FKH/CEH, Zurich
- 11h30 **Mesure des courants de relaxation pour l'appréciation
 de l'état des systèmes d'isolation à l'huile/papier**
 V. Der Houhanessian, Fachgruppe Hochspannungstechnik, ETH, Zurich
- 12h00 Discussion générale
-
- 12h30 *Déjeuner en commun à l'hôtel*
-
- 14h00 **Surveillance du fonctionnement de transformateurs et de transformateurs
 de mesure: Analyses de l'huile en tant que moyen indispensable**
 Dr. H.J. Knab, ABB Unifer, Baden
- 14h30 **Estimation de l'état et évaluation des traversées haute tension en service**
 K. Frei, Micafil Isoliertechnik AG, Zurich
- 15h00 **Vieillessement des condensateurs haute tension avec un diélectrique papier**
 E. Savary, Condis SA, Rossens
- 15h30 **Estimation de la durée de vie résiduelle des transformateurs:
 Possibilités et limites**
 Madame Dr. J. Fuhr, ABB-Sécheron SA, Genève
- 16h00 Discussion finale
- env. 16h30 Fin de la manifestation

Modération de la journée: Dr. F. Schwab, ATEL, Olten.

Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis

Lebensdauer von Betriebsmitteln: Erfahrungen und Erwartungen eines Betreibers M. Schönenberger	1
Diagnose und Überwachung von Komponenten und Apparaten der Energietechnik: aktueller Stand, Trends für die Zukunft Th. Aschwanden	6
Messung der Relaxationsströme für die Zustandsbeurteilung von Öl/Zellulose- Isolationssystemen V. Der Houhanessian	18
Betriebsüberwachung von Transformatoren und Messwandlern: Untersuchungen des Isolieröls als unentbehrliches Hilfsmittel H.J. Knab	20
Zustandserfassung und Bewertung von Hochspannungs-Durchführungen im Betrieb K. Frei	27
Beurteilung von betriebsgealterten Hochspannungskondensatoren E. Savary	37
Lebensdauerabschätzung bei Transformatoren: Möglichkeiten und Grenzen Frau J. Fuhr	41
 <i>Diskussionsbeitrag</i>	
Prüfungen und Diagnostik von Hochspannungsapparaten im Hinblick auf ihre Zuverlässigkeit V. Karius	49
Teilnehmerliste	52

Lebensdauer von elektrischen Betriebsmitteln: Erfahrungen und Erwartungen eines Betreibers

M. Schönenberger

Nordostschweizerische Kraftwerke, 5401 Baden

1. Erfahrungen aus der Vergangenheit

1.1 Lebensdauer eines Betriebsmittels

Das Ende der Lebensdauer, sein Lebensende erreicht ein Betriebsmittel dann, wenn es ersetzt werden muss. Es genügt den betrieblichen Anforderungen nicht mehr. Dafür ist nicht nur der fortgeschrittene Alterungsprozess die Ursache. Auch andere Gründe sind möglich. In Anlehnung an den Artikel "Lifetime evaluation of transformers" in ELECTRA No. 150 (Oktober 1993) kann von einem strategischen, ökonomischen und technischen Lebensende gesprochen werden.

1.1.1 Strategisches Lebensende

Die Komponente wird wegen äusseren Gründen ausser Betrieb genommen, auch wenn es vom Alter her noch nicht notwendig wäre.

1.1.2 Ökonomisches Lebensende

Aufgrund einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kann nachgewiesen werden, dass der Ersatz billiger ist als der Weiterbetrieb der alten Komponente.

1.1.3 Technisches Lebensende

Die Komponente muss wegen eines Defektes ausser Betrieb genommen werden. Bei Totschaden entfällt jede Diskussion. Bei Teilschaden ist zu überlegen, ob sich eine Instandsetzung lohnt.

1.1.4 Natürliche Alterung

Das technische Lebensende ist nicht immer so eindeutig feststellbar. Vielmehr findet es statt aufgrund der natürlichen Alterung. Es ist ein "schleichendes Lebensende".

Eine Komponente ist in Betrieb ohne besondere Vorkommnisse. Verschiedene Anzeichen deuten jedoch darauf hin, dass sich die Komponente ihrem Lebensende nähert.

Wenn kein klärender Defekt eintritt, kann sich dieser beunruhigende Zustand über Jahre dahinziehen. Jedem in der Praxis stehenden Ingenieur sind solche Sorgenkinder bekannt.

Früher oder später müssen aber Entscheide zu Wartung und Weiterbetrieb oder zur definitiven Ausserbetriebnahme gefällt werden. Zur Verfügung stehen dazu die eigenen Erfahrungen zur Lebensdauererwartung von Betriebsmitteln und in Zukunft, so hoffen wir, messbare Indikatoren.

1.2 Lebensdauererwartung von Betriebsmitteln

1.2.1 Allgemein

Der Verantwortliche für die elektrischen Anlagen kann aufgrund der Erfahrungen aus seinem eigenen Bereich und aufgrund von Informationen von Herstellern und aus dem Branchenumfeld mit einer mittleren Lebensdauer für die von ihm betreuten Anlagenteile rechnen. Die Erfahrungen sind in folgender Tabelle zusammengestellt:

Betriebsmittel	Lebensdauer	Kriterien
Generatoren	50 - 75 Jahre	
Transformatoren	40 - 50 Jahre	Zustand von - Wicklungsisolation - Durchführungen
Leistungsschalter	30 - 40 Jahre	- Kenndaten ungenügend - Aufwand für Instandhaltung
Wandler	40 - 50 Jahre	Zustand von - Isolation - Aufwand für Instandhaltung
Trenner	35 - 40 Jahre	Aufwand für Instandhaltung
Kabel - Massekabel - Ölkabel - Kunststoffkabel	30 - 40 Jahre 35 - 50 Jahre > 30 Jahre	- Defekt - Aufwand für Instandhaltung - Zustand der Isolation
Leittechnik	10 - 30 Jahre	Stand der Technik
Schutzgeräte - elektromechanisch - numerisch	25 - 30 Jahre > 20 Jahre	- Aufwand für Instandhaltung - Zuverlässigkeit - Stand der Technik

1.2.2 Lebensdauererwartungen bei ölisierten Grosstransformatoren

Ein Transformator besteht aus Eisenkern, Wicklungen, Isolation, Isolieröl, mechanischen Teilen, Durchführungen und Zubehör. Oft gehört noch ein Stufenschalter mit Antrieb dazu. Die Alterung dieser verschiedenen Bestandteile verläuft unterschiedlich. Durch speziell angepasste Instandhaltungsmassnahmen lassen sich die Unterschiede jedoch ausgleichen.

Anzeichen der Alterung sind

- Zunehmende Verschlechterung der Analysewerte beim Isolieröl
- Anstieg von Verlustfaktor und Kapazität der Durchführungen
- Zunahme der Störungen am Stufenschalter und Antrieb
- Undichtheiten an Flanschen, Schiebern, Rohren

1.2.3 Messwandler

Anzeichen für das Ende der Lebensdauer sind

- Anstieg des Verlustfaktors über den erlaubten Grenzwert hinaus
- Überschreiten der zulässigen Grenzwerte für die im Isolieröl gelösten Gase
- Progressiver Anstieg der Teilentladungen

2. Aktuelle Probleme

2.1 Ausgangslage:

Trotz der Langlebigkeit müssen technische Komponenten einmal ersetzt werden. Der Zeitpunkt sollte vorhersehbar sein, damit ein Ersatz gezielt vorgenommen werden kann. Ein plötzlicher Ausfall mit möglichen Folgeschäden ist nicht erwünscht.

Viele Anlagen wurden in den fünfziger und sechziger Jahren gebaut. Es stellt sich bei ihnen je länger je mehr die Frage nach dem Zeitpunkt des Ersatzes ihrer Betriebsmittel.

In der Elektrizitätswirtschaft hat sich das betriebswirtschaftliche Umfeld geändert. Bis vor kurzem galten Ausfälle in der Produktion, insbesondere mit Wasserverlust aus Stauhaltungen, oder Unterbrüche in der Versorgung als höchstes Versagen der Verantwortlichen für Betrieb und Instandhaltung. Entsprechend wurden auch grosse finanzielle Mittel eingesetzt, um Ausfälle zu vermeiden. Man war folgedessen auch bereit, Komponenten prophylaktisch auszuwechseln. Über dem auch vorhandenen Kostenbewusstsein stand das Pflichtbewusstsein hohen Versorgungsansprüchen zu genügen.

2.2 Gegenwärtige Situation

Die Werke stehen unter hohem Kostendruck. Strom günstig zu produzieren, zu transportieren und zu verteilen ist ein Hauptziel jedes Elektrizitätsversorgungsunternehmens. Der Konkurrenzdruck macht sich bis in die Versorgungsgebiete der Werke hinein bemerkbar. Konkurrenz ist das Schlagwort der Zukunft. Unter dem Diktat des Geldes hat sich das Sagen in den Unternehmen zunehmend von den Ingenieuren zu den Ökonomen verschoben.

Ausfälle in der Produktion und in der Versorgung werden in vermehrtem Masse toleriert. Produktionsausfälle werden an der Ersatzenergie gemessen. Diese ist derzeit kurzfristig und erst noch günstig auf dem europäischen Markt beschaffbar. Ausfälle in der Versorgung werden als entgangene Einnahmen verbucht. Aufwendungen für den Erhalt der Versorgungssicherheit werden damit in Relation gebracht. Aufwendungen für Instandhaltung werden also zunehmend stärker hinterfragt.

2.3 Konsequenzen für die Instandhaltung

Als Konsequenz für die Instandhaltung gilt demnach, Kosten zu sparen. Das wird erreicht durch:

- Zeitpunkt für den Ersatz von Betriebsmitteln so kurz als möglich vor dem Lebensende. Es werden Komponenten ersetzt, welche zum Zeitpunkt des Ersatzes noch voll funktions-

tüchtig sind. Daher muss auch für Kaufleute nachvollziehbar nachgewiesen werden, dass der Austauschzeitpunkt ökonomisch sinnvoll ist.

- eventuell Betrieb bis zum Bruch.
- Beschaffung zu günstigsten Preisen.

2.4 Konsequenzen für die Hersteller von Betriebsmitteln

Da die Kosten zum (leider) alleinigen Entscheidungsfaktor geworden sind, gilt es für die Hersteller:

- Das Evaluationsverfahren muss über den Preis gewonnen werden.

Die Konsequenzen davon sind:

- Die Komponenten müssen kostengünstig konstruiert und gefertigt werden.
- Es dürfen keine nicht geforderten Reserven eingebaut werden.

3. Erwartungen der Betreiber

Die Erwartung der Betreiber sind eine Antwort auf die Frage: Welches ist der Alterungszustand eines Betriebsmittels? Wann ist der Zeitpunkt für eine Revision, wann für einen Austausch gegeben?

3.1 Erwartungen für gealterte Betriebsmittel:

Es werden Kriterien und belastbare Aussagen zur Abschätzung der Restlebensdauer von Betriebsmitteln benötigt. Die Frage muss beantwortet werden können, ob eine Komponente, die sich aufgrund von Betriebserfahrungen eigentlich ihrem Lebensende nähert, weiterhin mit verantwortbarem Risiko für weitere fünf oder zehn Jahre in Betrieb gelassen werden kann.

3.2 Erwartungen für neue Betriebsmittel

Neue Betriebsmittel werden unter dem Kostendruck des Marktes immer knapper ausgelegt. Reserven werden keine mehr eingebaut. Moderne Berechnungsmethoden machen die betrieblichen Belastungen transparent. Sie ermöglichen auch, die eingesetzten Materialien genauer, mit weniger Sicherheitszuschlägen zu dimensionieren. Damit erfüllen die Betriebsmittel die gemäss Spezifikation an sie gestellten Anforderungen. Ihr Langzeitverhalten ist uns aber noch nicht bekannt.

Es wird daher eine Aufzählung von Indikatoren erwartet, die gemessen, angezeigt und interpretiert werden können und die eine Aussage über den Zustand eines Betriebsmittels machen können. Damit sollen allfällige Veränderungen erkannt werden, die Notwendigkeit und der Zeitpunkt für Revisionen und zu guter Letzt auch das Ende der Lebensdauer vorausgesehen werden.

3.3 Bedingungen für Überwachungssysteme

Die Indikatoren müssen mit vertretbarem Aufwand gemessen werden können und nachvollziehbar, durch die Betreiber selbst interpretierbar sein.

Wie weiter oben dargestellt, zeichnen sich elektrotechnische Komponenten durch eine hohe Verfügbarkeit und eine lange Lebenserwartung aus. Grössere Revisionen sind nie oder nur einmal während der Einsatzdauer notwendig. Dem Aufwand für die Instrumentierung und die Darstellung der Messwerte muss ein entsprechender Nutzen in Form von eingesparten Inspektions- und Revisionskosten oder eine verlängerte Einsatzdauer des Betriebsmittels gegenüberstehen.

Die zukünftigen Überwachungsmittel müssen Resultate liefern, welche durch die Betreiber selbst interpretiert werden können.

Zur Überwachung der Betriebsmittel gehören sauber geführte und archivierte Aufzeichnungen der Abnahmemessungen und der späteren Vergleichsmessungen. Moderne Überwachungssysteme sollen auch diese Aufgabe unterstützen.

Alle Technik kann aber nie den Erfahrungsaustausch unter den Spezialisten überflüssig machen. Es braucht auch in Zukunft sowohl eine gegenseitige, offene Information zwischen den Betreibern als auch zu und von den Herstellern. Trotz zunehmender Konkurrenz unter den Betreibern muss ein Erfahrungsaustausch möglich sein, denn alle können davon Nutzen ziehen. Die Hersteller sind auf Feedback von Betreibern angewiesen, andererseits erwarten diese, dass auch die Hersteller Erfahrungen, die ihnen bekannt gemacht werden, an sie weitergeben.

Diagnose und Überwachung von Komponenten und Apparaten der Energietechnik: aktueller Stand, Trends für die Zukunft

Th. Aschwanden

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), 8044 Zürich

1. Einleitung

Durch die technische Diagnose an Komponenten und Apparaten der Energietechnik sollen wichtige Verhaltensmerkmale (z.B. allgemeiner Isolationszustand) und Veränderungen aufgrund von messtechnisch erfassbaren Kenngrössen festgestellt und klassifiziert werden. Das Resultat bzw. der Befund einer Diagnose stellt in erster Linie eine Entscheidungshilfe für planbare und rechtzeitige Interventionen dar [1]. **Die wichtigsten Ziele** beim Einsatz von Diagnoseverfahren (off-line oder on-line) bei Betriebsmitteln mit Öl/Papier-Isolationssystemen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Nachweis von Alterungsvorgängen und Zersetzungsprodukten im Öl und in der Zellulose
- Nachweis von Feuchtigkeit in Zellulose und Öl als alterungsbeschleunigendes Element
- Nachweis von Teilentladungen als Indikatoren für Schwachstellen in der Isolation
- Nachweis von mechanischen Vibrationen (Emissionen von Kern und Wicklungen)
- Nachweis von Übertemperaturen und lokaler Erhitzung (hot-spots).

Diagnose und Überwachung (Monitoring) des aktuellen Zustandes der Betriebsmittel im elektrischen Energieversorgungssystem sind integrale Bestandteile der Instandhaltung. In der Praxis bildet in der Regel eine übergeordnete **Instandhaltungsstrategie** die Grundlage für die Auswahl und den Einsatz von Diagnoseverfahren und Überwachungssystemen:

- Ereignisorientierte Instandhaltung (keine vorbeugende Wartung, Diagnose im Fehlerfall)
- Zeitorientierte Instandhaltung (feste Wartungsintervalle, off-line Diagnose)
- Zustandsorientierte Instandhaltung (Wartung bei Bedarf, on-line Überwachungssysteme).

Für kostenintensive und strategisch wichtige Komponenten der elektrischen Energieversorgung (z.B. Transformatoren, Generatoren) wird die Instandhaltung heute noch mehrheitlich nach einem Revisionsplan mit festen Wartungsintervallen vorgenommen. Der Trend zeigt aber in den letzten Jahren zunehmend in Richtung der zustandsorientierten Instandhaltung mit kontinuierlicher Überwachung der Betriebsmittel durch on-line Monitoring-Systeme. Für den Betreiber ergeben sich dadurch folgende **Vorteile**:

- aktuelle Information über den Gerätezustand jederzeit abrufbereit
- minimale Stillstandzeit, maximale Verfügbarkeit (kein umplanmässiger Ausfall)
- „Abnutzungsvorrat“ voll nutzbar
- niedrigste Instandhaltungs- und Lebensdauerkosten
- Reduktion des Unfallrisikos für Betriebspersonal

2. Diagnosemethoden für Betriebsmittel mit Oel/Papier-Isolation

Die Aktualität und Bedeutung von Diagnosemethoden und Monitoring-Systemen im Bereich der Energietechnik äusserst sich in einer Vielzahl von technischen und wissenschaftlichen Publikationen und einschlägigen internationalen Tagungen [2], [3], [4], [5]. Eine Zusammenstellung in **Tabelle 1** zeigt, welche Diagnosemethoden nach heutigem Stand der Technik erprobt und verfügbar sind und bei welchen Betriebsmitteln mit Oel/Papier-Isolation diese Methoden bereits eingesetzt werden.

Diagnose- Methode	Betriebsmittel									
	Transformatoren		Messwandler		Kondensatoren		Kabel		Durchführungen	
	on-line	off-line	on-line	off-line	on-line	off-line	on-line	off-line	on-line	off-line
TE-elekt.	(X)	X	(X)	X	(X)	X	(X)	(X)		X
TE-akust.	X	X	(X)	X	X	X				(X)
Vibration	X		(X)							
DGA	X	X	(X)	X		X		X		X
HPLC	(X)	X		X		X		X		X
IDD		X		X		X		X		X
C / tg δ		X		X		X		X		X
FRA	(X)	X		(X)						

Tabelle 1: Einsatz von Diagnosemethoden bei Betriebsmitteln mit Oel/Papier-Isolation.

X: Methode ist erprobt und einsetzbar, (X): Methode im Versuchsstadium. TE-elekt.: elektrische Teilentladungsmessung, TE-akust.: akustische Teilentladungsmessung (Ultraschallbereich), Vibration: Analyse der Kern- und Wicklungsgeräusche, DGA: Gas-in-Öl-Analyse (Dissolved Gas Analysis, on-line mit H₂-Sensor, HPLC: Analyse der Furane (High Performance Liquid Chromatographie), IDD: Integrale dielektrische Diagnose, z.B. Polarisations- und Deplorisationsstrommessung oder Messung der Rückkehrspannung; C / tg δ : Kapazitäts- und Verlustfaktor-messung bei 50/60 Hz, FRA: Analyse der Transferfunktion (Frequency Response Analysis).

Anwendung	- vor allem bei Transformatoren und Messwandlern und Kondensatoren - on-line mit integrierten Sensoren - off-line mit Signalankopplung über Durchführungsmessanschlüsse
Vor-Ort-Tauglichkeit	gut (es sind aber spezielle Störunterdrückungsmassnahmen notwendig)
Interpretation der Resulate	- statistische Auswertung (PRPDA-System) - Vergleich mit Referenzmessungen - Trendanalyse - Datenbank mit Mustern von typischen Fehlern
Aussagekraft	hoch, vor allem wenn im Zusammenhang mit anderen Diagnosemitteln angewendet (z.B. Gas-in-Oel-Anlayse, akustische TE-Messung)
Vorteil	- sehr hohe Empfindlichkeit - Detektion ohne zeitliche Verzögerung - Ankopplungsmöglichkeiten stehen meistens zur Verfügung (z.B. Durchführungen) - langjährige Laborerfahrung vorhanden
Nachteil	- anspruchsvolle Messtechnik - grobe Ortung eines Defekts nur mit Multi-Terminal Messung möglich
Aufwand/Kosten	hoch

Tabelle 2: Bewertung der elektrischen Teilentladungsmessung

Anwendung	- vor allem bei Transformatoren und Kondensatoren - on-line mit eingebauten Sensoren - off-line zur Ortung von Fehlern
Vor-Ort-Tauglichkeit	gut
Interpretation der Resulate	- Ortung mit Triangulationsverfahren - Vergleich mit Referenzmessungen - Trendanalyse bei Monitoring
Aussagekraft	hoch, wenn komplementär zu anderen Diagnosemethoden eingesetzt.
Vorteil	einfache, robuste Ultraschall-Sensoren sind kommerziell erhältlich
Nachteil	- quantitative Aussage nicht möglich - komplexe Signalanalyse - im Normalfall ist die Detektionsempfindlichkeit für Defekte in Wicklungen oder in der Hauptisolation stark reduziert. - zur Ortung sind mindestens drei Sensoren notwendig
Aufwand/Kosten	mittel

Tabelle 3: Bewertung der akustischen Teilentladungsmessung

2.2 Gas-in-Oel-Analyse (Dissolved Gas Analysis, DGA)

Die Durchführung einer Analyse der im Öl gelösten Gase (DGA), insbesondere die Probenentnahme und Aufbereitung sowie die Interpretation der Resultate sind in IEC Publikationen festgelegt. Trotzdem kann auf Grund des Befunds der Gas-in-Oel-Analyse bezüglich der Gefährlichkeit und der Lage eines Defektes keine absolute Aussage gemacht werden. Die Beurteilung der DGA-Resultate und die definitive Entscheidung über den sicheren Weiterbetrieb eines spezifischen Transformators basiert weitgehend auf Erfahrungen. (Mehr Information und Details zur DGA-Methode findet man im Beitrag von H.J. Knab in diesem Tagungsband).

Anwendung	- bei allen Betriebsmitteln mit Oel/Papier-Isolation (vor allem Trafos, Wandler) - in regelmässigen Intervallen (z.B. jährlich) - permanent (z.B. H₂-Überwachung on-line)
Vor-Ort-Tauglichkeit	gut (Entnahme einer Oelprobe)
Interpretation der Resultate	nach IEC-Publ. 599, Trendanalyse
Aussagekraft	gut für langsam entwickelnde Defekte
Vorteil	- standardisierte Methode (IEC 567) - weit verbreitet, grosser Erfahrungsschatz - Sensoren für kontinuierliche Überwachung vorhanden
Nachteil	- verzögerte Detektion von Isolationsfehlern - keine Aussage über Lage des Defekts - Analyse-Resultat nicht immer eindeutig - anspruchsvolle Labortechnik notwendig
Aufwand/Kosten	mittel

Tabelle 4: Bewertung der Gas-In-Oel-Analyse (DGA)

2.3 Analyse der Furane (High Performance Liquid Chromatographie, HPLC)

Von verschiedenen zerstörungsfreien Verfahren zur Beurteilung der Alterung von Oel/Papier-Isolationssystemen [3], hat sich vor allem in Europa die Analyse der Flüssigphase mittels Hochdruckchromatographie (HPLC) weitgehend durchgesetzt [10]. (Details zur Methode und Erfahrungen in der Anwendung werden in dem Tagungsbeitrag von H.J Knab präsentiert.)

Anwendung	bei gealterten Betriebsmitteln mit Oel-Papier- Isolation (off-line bei Bedarf)
Vor-Ort-Tauglichkeit	gut (Entnahme von Oelprobe)
Interpretation der Resulate	- Furan Gehalt als Indikator für Zersetzung der Zellulose - Analyse-Methoden in IEC 1198 beschrieben - für gewisse Apparate fehlt die Erfahrung
Aussagekraft	gut in Kombination mit Gas-in-Oel-Anlayse oder mit Bestimmung des Polymerisationsgrads (DP)
Vorteil	hohe Empfindlichkeit
Nachteil	- durch Oelaufbereitung oder Oelwechsel wird das Resultat stark verfälscht - sehr aufwendige Labortechnik notwendig
Aufwand/Kosten	mittel

Tabelle 5: Bewertung der Furan-Anlayse (High Performance Liquid Chromatographie)

2.4 Integrale dielektrische Diagnosemethoden

Dielektische Methoden beobachten und bewerten die Wechselwirkung eines elektrischen Feldes mit der dielektrischen Materie in einem Isolationssystem. Zu den integralen dielektrischen Verfahren gehören die klassische Kapazitäts- und Verlustfaktormessung ($\tan \delta$).

Eine einzelne ($\tan \delta$)-Messung bei 50 Hz hat nur relativ geringe Aussagekraft bezüglich des Zustandes einer Transformator- oder Wandlerisolation; wesentlich aufschlussreicher ist die Ermittlung des Verlustfaktors in Abhängigkeit von Spannung, Temperatur und/oder Frequenz. In der Praxis sind aber unter Vor-Ort-Bedingungen diese aufwendigen Messungen kaum realisierbar.

Die integrale Erfassung der Polarisierungseffekte im Oel-Papier-Isolationssystem durch eine Messung der Rückkehrspannung (RVM-Methode) oder durch eine Messung der Relaxationsströme (Polarisations- und Depolarisationsströme) bieten hingegen eine einfache Möglichkeit, eine Oel/Papier-Isolierung bezüglich Feuchtigkeitsgehalt und polaren Alterungsprodukten zu beurteilen.

Die physikalischen Grundlagen sowie die Möglichkeiten und Grenzen der Relaxationsstrommessungen werden in den Publikationen [1] und [11] sowie in dem Tagungsbeitrag von V. Der Houhanessian beschrieben.

Anwendung	bei allen Komponenten mit Oel/Papier-Isolation möglich (off-line bei Bedarf)
Vor-Ort-Tauglichkeit	mittel bis gut (nach heutiger Einschätzung)
Interpretation der Resultate	auf der Basis von physikalischen Modellen sind Aussagen über Oel-Leitfähigkeit und über Feuchtigkeit und polare Abbauprodukte in der Zellulose möglich.
Aussagekraft	noch offen, da noch zu wenig Erfahrung
Vorteil	- einfacher Messaufbau - geringer Geräteaufwand
Nachteil	- nur integrale Beurteilung des gesamten Isolationssystems möglich (z.B. Einfluss der Durchführungen, Endverschlüsse) - lange Messdauer bei der RVM-Methode - quantitative Beurteilung schwierig
Aufwand/Kosten	gering

Tabelle 6: Bewertung der integralen dielektrischen Diagnosemethoden (IDD)

2.4 Analyse der Transferfunktion (Frequency Response Analysis, FRA)

Diese Methode ist nur bei Transformatoren, Drosselspulen und Messwandlern anwendbar. Theoretisch ist bei einem Vierpol, z.B. bei einer einzelnen Wicklung eines Transformators, die Transferfunktion im Frequenzbereich (z.B. Transferadmittanz) als Quotient des Ausgangssignals (z.B. Strom in der Wicklung) bezogen auf ein Eingangssignal (z.B. Spannung über der Wicklung) definiert. Diese Definition gilt nur dann, wenn lineare Verhältnisse in dem zu untersuchenden Netzwerk vorliegen. In einem solchen Fall ist die Transferfunktion von der Form und der Amplitude der Anregungsfunktion unabhängig (sinusförmige Anregung oder Anregung z.B. durch Stoss-Spannungsimpuls).

Da das Resultat einer gemessenen Transferfunktion nur von den Kapazitäten und Induktivitäten der untersuchten Wicklung abhängig ist, lassen Abweichung der Transferfunktion im Vergleich zu einer Referenzmessung auf geometrische Veränderungen, (z.B. Verschiebung der Wicklung durch Kurzschlusskräfte) auf einen Fehler in der Wicklung schliessen [12].

Wird zur Ermittlung der Transferfunktion eine Anregung durch einen Hochspannungsimpuls (z.B. Blitzstoss-Spannung) benutzt, so können neben geometrischen Veränderungen in der Wicklung auch Windungsschlüsse und andere isolationsmässige Schwachstellen aufgedeckt werden [13].

Anwendung	- Transformatoren, Drosselspulen, Wandler - off-line bei Bedarf
Vor-Ort-Tauglichkeit	gut (nur bei hohem Signalpegel)
Interpretation der Resultate	Vergleich mit Referenz-Messungen (Neuzustand)
Aussagekraft	hoch für das Aufdecken von Wicklungsschäden, Windungsverschiebungen
Vorteil	- einfacher Messaufbau - relativ geringer apparativer Aufwand - kommerzielle Geräte sind vorhanden
Nachteil	- Messanschlüsse können Reproduzierbarkeit beeinträchtigen - noch zu wenig Erfahrung vor Ort
Aufwand/Kosten	klein

Tabelle 7: Bewertung der Transferfunktions-Analyse mit Sinusanregung

Anwendung	- Transformatoren, Drosselspulen, Messwandler - on-line mit eingebauten Sensoren - off-line bei Bedarf
Vor-Ort-Tauglichkeit	gut (nach heutiger Einschätzung)
Interpretation der Resultate	Vergleich mit Referenz-Messungen (z.B. Stossspannungsprüfung im Werk)
Aussagekraft	- hoch für das Aufdecken von Wicklungsschäden, Kurzschlüssen oder Überschlügen - für TE-Detektion stark eingeschränkt
Vorteil	- Erfahrungen aus Laborprüfungen vorhanden - Empfindlichkeit gegenüber Isolationsfehlern, die nur bei Impulsbeanspruchung auftreten und bei normaler AC-Beanspruchung unentdeckt bleiben würden. - bei on-line Einsatz ist die gleichzeitige Registrierung der transienten Überspannungsbeanspruchungen möglich.
Nachteil	- grosser apparativer Aufwand - messtechnisch sehr anspruchsvoll - Aussagekraft bei on-line Anwendungen beschränkt (Veränderung des Schaltzustands)
Aufwand/Kosten	hoch

Tabelle 8: Bewertung der Transferfunktions-Analyse mit HS-Impulsanregung

3. Einsatz von Diagnosemethoden und Überwachungssysteme bei Grosstransformatoren

Grosstransformatoren (>100 MVA) gehören zu den kapitalintensivsten Komponenten der elektrischen Energieübertragungssysteme. In Anbetracht der hohen Anschaffungskosten und der erheblichen Folgekosten bei einem unplanmässigen Ausfall einer grösseren Transformatoreinheit (z.B. Maschinentransformator eines Kernkraftwerks) werden besonders hohe Anforderungen bezüglich Ausfallsicherheit und Lebensdauer gestellt.

Während des Betriebs ist das Isolationssystem eines Transformators durch elektrische, mechanische und thermische Beanspruchung einem kontinuierlichen Alterungsprozess unterworfen. Durch diesen Alterungsprozess kann die elektrische Festigkeit und Lebensdauer einer Transformatorisolation stark reduziert werden. So kommt es z.B. bei übermässiger thermischer Beanspruchung (Überlast) in der Zellulose (Papier und Pressboard) zu Veränderungen der chemischen Struktur (Reduktion des Polymerisationsgrad) und damit zu einer irreversiblen Verschlechterung der mechanischen Festigkeit. Es besteht damit die Möglichkeit, dass die Wicklungen eines stark gealterten Transformators infolge der mangelhaften Pressung während eines Netzkurzschlusses durch die hohen Kurzschlusskräfte deformiert werden können. Als mögliche Folge davon kann es in der deformierten Wicklung bei der nächsten Überspannungsbeanspruchung zu einem Isolationsdurchschlag kommen, was zu einem Totalausfall des Transformators führt.

Die Betreiber und Hersteller von Grosstransformatoren haben deshalb ein grosses Interesse, Alterungsprozesse, Fehler und Anomalien im Isolationssystem frühzeitig zu erkennen, um die notwendigen Massnahmen eines Ausfalls rechtzeitig zu verhindern. In Anbetracht der Tatsache, dass in der Schweiz (wie auch in anderen europäischen Ländern) die überwiegende Mehrheit der Transformatoren im Hochspannungsnetz ein Alter von mehr als 30 Jahren aufweist [14], stellt eine wichtige Motivation dar, in Zukunft vermehrt Diagnose- und Überwachungsverfahren einzusetzen.

Mit finanzieller Unterstützung des Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL) werden z.Z. (1995-1998) in einem breit abgestützten Forschungsprojekt, an neben den Unternehmungen der elektrischen Energieversorgung (Trafobetreiber) und der Trafaindustrie (inkl. Zulieferanten) auch die technischen Hochschulen ETHZ, EPFL und die FKH beteiligt sind, folgende Ziele verfolgt [15]:

- Entwicklung und Erprobung von Vor-Ort-Diagnose-Verfahren für die Beurteilung des Isolationszustandes von Grosstransformatoren
- Aufbau eines Pilotversuchs mit einem On-line-Monitoring-System zur kontinuierlichen Überwachung von Leistungstransformatoren während des Betriebs.

3.1 Vor-Ort-Diagnose-Verfahren zur Beurteilung des Isolationszustandes von Grosstransformatoren (PSEL-Projekt Nr. 74)

Der Schwerpunkt dieses Projekts liegt auf zerstörungsfreien Diagnose-Methoden, welche an Aufstellungsort des Transformators im abgeschalteten Zustand (off-line) eingesetzt werden können. Dabei werden neue und bereits existierende Methoden und Verfahren auf ihre Eignung und ihre Aussagekraft beim Vor-Ort-Einsatz untersucht und bewertet.

Mit den in die Untersuchung einbezogenen Methoden werden die wichtigsten Zustandsgrößen (Kenngrößen) eines Leistungstransformators abgedeckt:

Methode:	Kenngrösse:
Elektrische Teilentladungsmessung Akustische Teilentladungsmessung	Elektrische Isolationsfestigkeit, Integrität des Isolationssystems
Integrale dielektrische Methoden (Polarisations- und Depolarisationsstrommessung)	Allgemeiner Alterungszustand des Isolationssystems
Analyse der Transferfunktion	Mechanischer und elektrischer Zustand der Wicklungen

3.2 Kontinuierliche Überwachung von Leistungstransformatoren während des Betriebs (PSEL-Projekt Nr. 64)

Bei der Anwendung von On-Line Monitoring-Systemen stehen zwei Transformatorengruppen im Vordergrund des Interesses:

- Strategisch wichtige Transformatoreinheiten (z.B. Maschinentransformatoren, erschwerte Zugänglichkeit, Fehlen von Reserveeinheiten)
- Stark gealterte Leistungstransformatoren (Einheiten mit mehr als 30 Betriebsjahren).

Dieses Pilotprojekt hat zum Ziel, einen nach obigen Kriterien ausgewählten Leistungstransformator mit einem Monitoring-System auszurüsten und mit diesem System Betriebserfahrungen zu sammeln. Für die Verarbeitung, Bewertung und Analyse der überwachten Größen soll ein intelligentes Auswertesystem unter Beizug von Methoden der künstlichen Intelligenz und neuronalen Netzen entwickelt werden.

Der praktische Einsatz ist an einem strategisch wichtigen 185-MVA-Reguliertransformator (65/220 kV, Baujahr 1973) vorgesehen. Neben den üblichen Betriebsgrößen (Ströme, Leistungen) sollen folgende Messgrößen mit speziellen Sensoren kontinuierlich erfasst und einem intelligenten Auswertesystem zugeführt werden:

- Gelöste Gase im Isolieröl (Hydran-Sensor)
- Feuchtigkeit im Isolieröl
- Oeltemperaturen
- Mechanische Vibrationen und Schwingungen
- Kurzschluss-Ströme
- Zeitlicher Verlauf der Überspannungen.

4. Zukünftige Trends und Ausblick

Die Beurteilung von Betriebsmitteln der elektrischen Energietechnik mit elektrischen, chemischen und mechanischen Diagnoseverfahren hat sich zu einem bedeutenden interdisziplinären Forschungsgebiet entwickelt. Obwohl die verfügbaren Diagnoseinstrumente bereits heute einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und zur Vermeidung bzw. Reduktion von Ausfallzeiten und -kosten liefern, kommt der Entwicklung von neuen, aussagekräftigen Diagnose-Verfahren grosse Bedeutung zu.

Bei der Interpretation der Diagnoseresultate spielt die Erfahrung (Expertenwissen) eine wesentliche Rolle. In den meisten Fällen ist der Zusammenhang zwischen dem diagnostisch ermittelten Befund und dem aktuellen Alterungszustand oder einem Isolationsfehler äusserst komplex und kann nicht immer vollständig abgeklärt werden.

Generell sind als Basis für die Interpretation der verschiedenen Diagnoseresultate noch mehr systematische Untersuchungen notwendig, insbesondere dann, wenn computergestützte Expertensysteme die Interpretation von Diagnoseresultaten vornehmen sollen. Trotz der sichtbaren Trends in Richtung Diagnose-Expertensysteme, wird für die Entscheidung über die zu treffenden Massnahmen auch in Zukunft der Faktor "Mensch" nicht zu ersetzen sein.

Literatur

- [1] R. Porzel, E. Neudert, M. Sturm: *Diagnostik der Elektrischen Energietechnik*, Expert-Verlag, Renningen-Malmsheim, 1996.
- [2] *Isoliersysteme der elektrischen Energietechnik - Lebensdauer, Diagnostik und Entwicklungstendenzen*, ETG-Fachtagung 1992 in Würzburg, ETG-Fachbericht 40, VDE-Verlag, Berlin und Offenbach, 1992.
- [3] *Diagnostic and Maintenance Techniques*, CIGRE-Symposium, Berlin, 1993
- [4] *Condition Monitoring in High Voltage Substations*, Dorking, National Grid, U.K. 1996.
- [5] *Substation Equipment Diagnostics Conference IV*, New Orleans, EPRI, USA, 1996.
- [6] Th. Aschwanden, P. Osvath: *Anwendungsorientierte TE-Messung im Prüffeld und vor Ort*, Siemens-Tettex-Kolloquium, Dresden, 1993, Beitrag 07.
- [7] J. Fuhr, U. Sundermann, R. Baer, M. Hässig: *Vor-Ort-TE-Messungen an Grosstransformatoren*, ETG-Fachtagung 1994 in Esslingen, ETG-Fachbericht 56, VDE-Verlag, Berlin und Offenbach, 1994.
- [8] Th. Aschwanden, R. Bräunlich, M. Hässig: *TE-Prüfung an Hochspannungswandlern in Umspannwerken*, ETG-Fachtagung 1994 in Esslingen, ETG-Fachbericht 56, VDE-Verlag, Berlin und Offenbach, 1994.
- [10] H.J. Knab: *Die Anwendung der Hochdruckflüssigkeitschromatographie (HPLC) zur Betriebsüberwachung von Transformatoren*, VGB Kraftwerkstechnik, Vol. 71, 1991, S. 594-597.
- [11] V. Der Houhanessian, W. Zaengl: *Time Domain Measurements of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems*, Conference Record 1996 IEEE Int. Symposium on Electrical Insulation, Montreal, S. 47-52.
- [12] J.A. Lapworth, P.N. Jahrmann: *Winding Movement Detection in Power Transformers by Frequency Response Analysis (FRA)*, Proceedings of Conference in Condition Monitoring in High Voltage Substations, Dorking, National Grid, U.K., 1996.
- [13] R. Malewski, E. Gockenbach, R. Maier, K.H. Fellmann, C. Claudi: *Five Years of Monitoring the Impulse Test of Power Transformers with Digital Recorders and the Transfer Function Method*, CIGRE-Session, Paris, 1992, Beitrag 12-201.
- [14] D. Reichelt, A. Frey, M. Schönenberger: *Durée de vie probable de l'équipement et des composants du réseaux haute tension*, CIGRE-Session 1996, Paris, Paper 23-101.
- [15] *PSEL-Tätigkeitsbericht 1995*, Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL), Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE), Zürich, 1996.

Messung der Relaxationsströme für die Zustandsbeurteilung von Öl/Zellulose-Isolationssystemen

V. Der Houhanessian

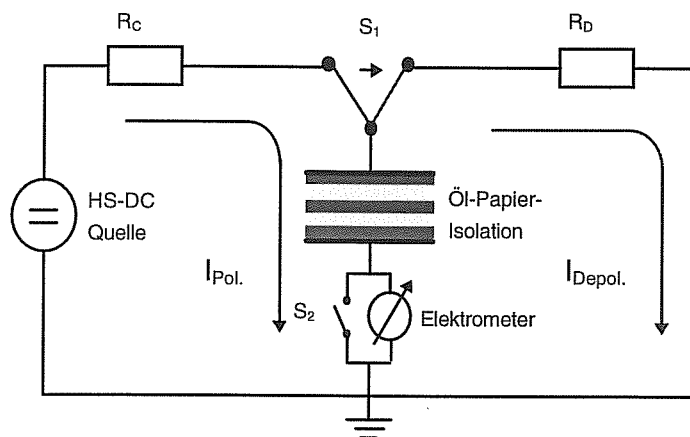
Fachgruppe Hochspannungstechnik, ETHZ, 8092 Zürich

Die Hauptisolation von Grosstransformatoren besteht aus Isolieröl-Strecken und Barrieren aus gepresster, hochwertiger Sulfatzellulose (Transformerboard). Durch die elektrische, mechanische und thermische Beanspruchung unterliegt dieses Isoliersystem im Betrieb des Transformators einem kontinuierlichen Alterungsprozess.

Im Rahmen des Vortrages wird über Arbeiten berichtet mit dem Ziel, eine zerstörungsfreie Diagnosemethode zu entwickeln, welche durch eine elektrische Messung an den Klemmen eines Transformators eine zuverlässige Aussage über den allgemeinen Qualitätsstandard der Hauptisolation, z.B. bezüglich Feuchtigkeit und anderen Zersetzungsprodukten, zulässt. Damit sollen Alterungserscheinungen insbesondere bei älteren Transformatoren frühzeitig erkannt werden.

Zum Grundprinzip der Messmethode

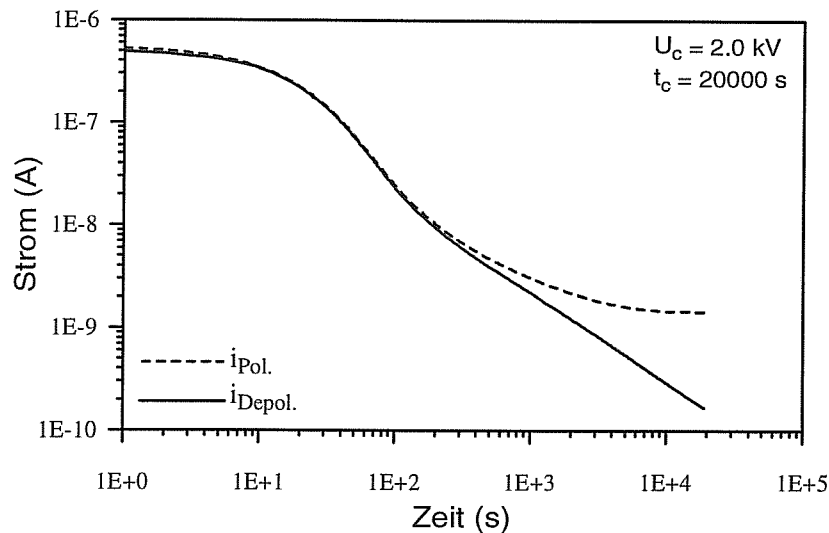
Informationen über die Feuchtigkeit und den Alterungszustand einer Transformatorisolation können durch eine integrale Messung der dielektrischen Eigenschaften gewonnen werden. Unter den verschiedenen Messverfahren zur Erfassung dieser Eigenschaften von elektrischen Isolationssystemen im Zeit- und auch Frequenzbereich ist die Messung der Relaxationsströme (Polarisations- und Depolarisationsströme) wegen des bescheidenen apparativen Aufwands und wegen der relativ kurzen Messzeiten auch für den Vor-Ort-Einsatz geeignet.



Figur 1: Einrichtung zur Messung der Polarisations- und Depolarisations-Ströme

Das Grundprinzip dieses dielektrischen Messverfahrens ist in Figur 1 dargestellt. Wird die Hauptisolation zwischen den Wicklungen eines Transformators mit einer schrittförmig zugeschalteten Gleichspannung über eine längere Zeit beansprucht und im unmittelbaren Anschluss an diese "Polarisationsperiode" die Isolation kurzgeschlossen, so fließt in den Zuleitungen

jeweils ein transienter Strom, der sich aus einem sehr schnellen Anteil (kapazitiver Auflade- bzw. Entladestrom) und einer sich nur langsam verändernden Stromkomponente, dem sog. Polarisations- bzw. Depolarisations-Strom, zusammensetzt. Der zeitliche Verlauf dieser langsamen Stromanteile (in Figur 2 sind diese Ströme jeweils ab einer Sekunde nach der Schalthandlung gemessen) enthält Informationen über die verschiedenen Polarisationsmechanismen in den beteiligten Isolierstoffen und somit über die dielektrischen Eigenschaften eines Isolationssystems.



Figur2: *Polarisations- und Depolarisations-Ströme eines einphasigen 50-kV-Prüftransformators (500 kVA).*

Die gemessenen Polarisations- und Depolarisations-Ströme können entweder direkt anhand ihrer typischen Merkmale beurteilt und als "Fingerprint" für das jeweils untersuchte Objekt aufgefasst werden. Aufschlussreicher ist aber eine Weiterverarbeitung der Messgrößen, bzw. deren Umwandlung in frequenzabhängige dielektrische Größen. So gewinnt man unter der Voraussetzung, dass sich das betrachtete System linear verhält, die Frequenzabhängigkeit der Kapazität und des Verlustfaktors $\tan\delta$. Damit werden vor allem bei genauer Kenntnis des Aufbaus und der Zusammensetzung der Hauptisolation und mit Hilfe von theoretischen Modellen des geschichteten Öl-Papier-Dielektrikums auch Aussagen über den Alterungszustand der Hauptkomponenten der Isolation (Isolieröl und Pressboard) möglich.

Anmerkung

Umfangreichere Ausführungen zu dieser Thematik werden noch in diesem Jahr im Bulletin SEV/VSE erscheinen.

Die Betriebsüberwachung von Transformatoren und Messwandlern: Untersuchungen des Isolieröls als unentbehrliches Hilfsmittel

H.-J. Knab

ABB Unifer AG, 5401 Baden

Die Verwendung von Mineralöl als Kühlmittel und Dielektrikum in Transformatoren veränderte deren Betriebsüberwachung deshalb so nachhaltig, weil es nun möglich wurde, in dieselben hineinzuschauen. Da in den meisten Fällen auftretende Fehler im Innern der Geräte verborgen sind, wurden immer bessere Techniken entwickelt, um die mit anderen Mitteln praktisch nicht erkennbaren Schwachstellen rechtzeitig aufzudecken.

Während die klassischen, dielektrisch-chemischen Prüfungen, wie z.B. Durchschlagsfestigkeit, Verlustfaktor, Neutralisationszahl, Wassergehalt, u.a. eine Aussage über die Qualität des Isolieröls liefern, ermöglichen die gas- und flüssigchromatographischen Untersuchungen eine Beurteilung des elektrischen - wie auch des Isolationszustandes.

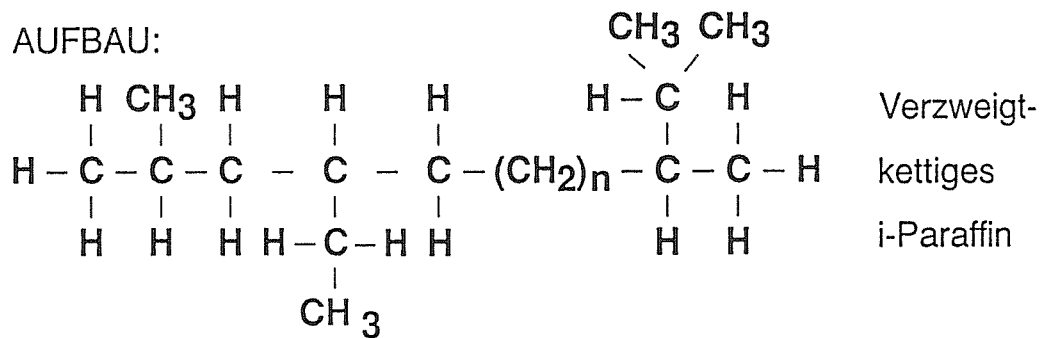
Die Zersetzungsgasanalyse des Isolieröls

Seit längerem bewährt und in der Praxis vielfach erprobt ist die Zersetzungsgasanalyse des Isolieröls, weithin auch als „Gas-in-Öl-Analyse“ bekannt, mit welcher, bei regelmässiger Durchführung, elektrische Schwachstellen wie

- heisse Stellen
- schlechte Kontakte
- Funkenentladungen
- schlechte Imprägnierung infolge Lufteinschlüssen in der Feststoffisolation

rechtzeitig erkannt und dann in einem geeigneten Moment beseitigt werden können. Bei Vorhandensein eines solchen Fehlers wird das Isolieröl, bestehend aus langkettigen Kohlenwasserstoffmolekülen, zersetzt, wobei gasformige Verbindungen gebildet werden (Bild 1), die zunächst im Öl gelöst bleiben. Acetylen z.B. ist die typische Verbindung, welche bei stromstarken Entladungen hoher Energiedichte gebildet wird. Gemeint sind damit Funkenentladungen, schlechte Kontakte bis hin zum elektrischen Durchschlag. Die gesättigten Kohlenwasserstoffe Methan und Äthan lassen eine thermische Ölzerersetzung erkennen, wobei mit steigender Temperatur immer grössere Mengen an Äthylen gebildet werden. Hauptsächlich Wasserstoff schliesslich wird bei schlechter Imprägnierung der Feststoffisolation, z.B. Lufteinschlüssen, gebildet.

Die im Öl gelösten Gase werden nach fachgerechter Probenahme (unter Luftabschluss!) im Labor extrahiert und anschliessend chromatographisch analysiert und quantifiziert. Nachfolgende vier Grundfehlerarten können dabei gemäss E. Dörnenburg [1], einem Protagonisten der „Zersetzungsgasanalytik“, zugeordnet werden:



ZERSETZUNGSPRODUKTE:

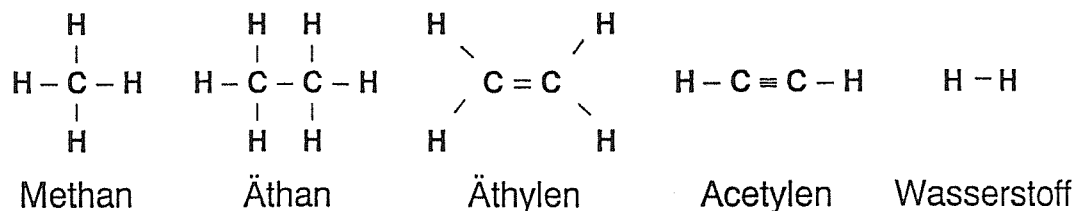


Bild 1: Aufbau und Zersetzungsprodukte des Isolieröls

Grund-Fehlerarten, typische Gase und Beispiele für die Ursache des Fehlers

Typ	Fehlerart	typische Gase	Ursache
1	stromschwache Teilentladungen niedriger Energiedichte	Hauptsächlich H ₂ ; wenig gesättigte, keine ungesättigten Kohlenwasserstoffe	schlechte Imprägnierung der Festisolation, Lufteinschlüsse
2	stromschwache Entladungen mit z.T. hoher Energiedichte	wie Typ 1 jedoch mit Acetylen + Äthylen	schlechte Kontakte, Entladungen zwischen unterschiedlichen Potentialen
3	thermische Zersetzung bei Temp. < ca. 800°C	gesättigte Kohlenwasserstoffe, mit steigender Temperatur wachsende Mengen Äthylen	Überlastung; hohe Übergangswiderstände, Eisenbrand
4	stromstarke Entladungen hoher Energiedichte	wie 3 mit steigenden Mengen Acetylen und Äthylen und mehr Wasserstoff	Funkenentladungen, Durchschlag

Dieses System wurde in internationaler Zusammenarbeit weiterentwickelt und zusammen mit den Richtlinien für die fach- und sachgerechte Probenahme und -aufbereitung in den IEC-Richtlinien No. 567 und No. 599 niedergelegt. Eines der Hauptprobleme bei der Interpretation

der Analysenresultate sind die sog. „Normalgasgehalte“, also die Gaskonzentrationen, die in einem einwandfreien Gerät enthalten sind. Dörnenburg wies bereits darauf hin, dass auch fehlerfrei arbeitende Transformatoren Gase entwickeln, deren Gehalte einem Gleichgewichtswert zwischen Gasbildung und Abgabe nach aussen zustreben. Wie sich bei Diskussionen in internationalen Gremien der CIGRE oder IEC zeigte, ist die Festlegung von allgemein gültigen Standardwerten für normal arbeitende Transformatoren oder Wandler nicht möglich, da die aus eigenen Erfahrungen entwickelten Vorstellungen der einzelnen Ländervertreter in diesen Gremien nicht selten um Größenordnungen voneinander abweichen. Der Autor selbst verlässt sich seit vielen Jahren erfolgreich auf die nachstehend wiedergegebenen Empfehlungen (Tabelle 1):

Tabelle 1: Obere Grenzwerte der Konzentrationen von Zersetzungsgasen in fehlerfreien Transformatoren in Abhängigkeit von der Betriebszeit [1]:

Betriebszeit	Konzentrationen in ppm (V/V)	
	3 Jahre	> 7 Jahre
Wasserstoff H ₂	200	250
Methan CH ₄	100	200
Äthan C ₂ H ₆	100	200
Äthylen C ₂ H ₄	150	300
Acetylen C ₂ H ₂	15	35
Kohlenmonoxid CO	500	1000
Kohlendioxid CO ₂	6000	11000

Diese Werte sind jedoch nur für offene Leistungstransformatoren mit gasdicht vom Transformatorrentank abgetrenntem Stufenschaltersystem anwendbar. Andere Konstruktionen verlangen individuelle Betrachtung, was eine zuverlässige Diagnosestellung nicht gerade vereinfacht. Und auch in der neuen, z.Zt. in Bearbeitung befindlichen revidierten Fassung des IEC-Dokumentes 599 wird es keine sog. „allgemein gültigen Grenzwerte“ geben, sondern nur informative Werte verschiedener Quellen. Als ein Novum werden in diesem revidierten IEC-599-Dokument sog. „normale Gasbildungsrate“ in cm³ pro Tag enthalten sein, die in vielen Jahren bei ABB international in Erfahrung gebracht worden sind (Tabelle 2).

Tabelle 2: Normale Gasproduktion in Leistungstransformatoren in cm³/Tag

Wasserstoff H ₂	< 5
Methan CH ₄	< 2
Äthan C ₂ H ₆	< 2
Äthylen C ₂ H ₄	< 2
Acetylen C ₂ H ₂	< 0,5
Kohlenmonoxid CO	< 50
Kohlendioxid CO ₂	< 200

Dieser Vorgehensweise liegt die Tatsache zugrunde, dass ein gleicher elektrischer Fehler beispielsweise in einem zehnmal grösseren Transformator einen zehnfach kleinen Anstieg der letztendlich messbaren Gaskonzentrationen verursacht. Zudem erlaubt die absolute Gasproduktion im Falle eines Fehlers eine wesentlich detailliertere Beurteilung dessen Intensität.

Für Messtransformatoren (Wandler) gelten wegen der gegenüber Transformatoren unterschiedlichen Rahmenbedingungen (Verhältnis Öl:Papier, geringere Kupferverluste etc.) andere Werte. Aus den von der Arbeitsgruppe CIGRE WG15-01 TF01 gesammelten Daten aus Wandlern in aller Welt haben sich für „gesunde“ Apparate mit einer statistischen Sicherheit von 90% folgende Erfahrungswerte herauskristallisiert (Tabelle 3):

Tabelle 3: Typische „Normalgasgehalte“ in Wandlern
(90%-Vertrauensbereiche) nach Cigre WG15-01 TF01

	<i>ppm = $\mu\text{L/L}$</i>
Wasserstoff H_2	300 (Wandler mit Metallabschluss) 20 (Wandler mit Gummiabschluss)
Methan CH_4	30
Äthan C_2H_6	25
Äthylen C_2H_4	4
Acetylen C_2H_2	2
Kohlenmonoxid CO	330
Kohlendioxid CO_2	900

Die für die verschiedenen Abschlussysteme unterschiedlichen Wasserstoffgehalte resultieren daraus, dass das sehr kleine Wasserstoffmolekül durch die Gummimembran diffundieren und somit leicht entweichen kann, was bei metallischen Abschlüssen normalerweise nicht möglich ist. Dies verdeutlicht einmal mehr, wie wichtig die Berücksichtigung solcher konstruktiver Details für die Beurteilung der erhaltenen Analysenresultate ist.

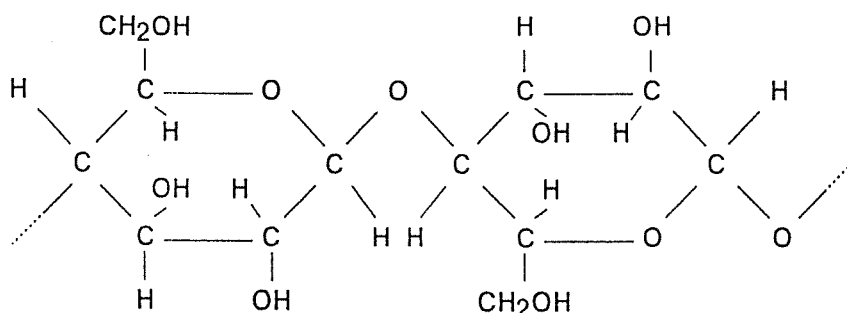
Weitere derartiger Betrachtungen wie auch Empfehlungen für besondere Transformatorentypen, Durchführungen und ölgefüllte Kabel sind in der überarbeiteten Fassung des bereits erwähnten IEC-Dokumentes 599, an dem der Autor mitarbeitet, vorgesehen.

Die flüssigchromatographische Untersuchung des Isolieröls (HPLC)

In den Tabellen 1 bis 3 sind stets auch die Gehalte an Kohlenmonoxid und Kohlendioxid enthalten, obwohl diese Gase für die Feststellung der Fehlerart (Teilentladungen, heisse Stellen etc.) nicht gebraucht werden. Da für die Bildung so grosser Mengen Kohlenoxiden durch eine Öloxydation im Transformator der Sauerstoff fehlt, liegt es nahe, aus den Konzentrationen dieser beiden Gase Rückschlüsse auf eine Zersetzung der festen, aus Cellulose bestehenden Isolation zu ziehen. Versuche in dieser Richtung sind auch mit wechselndem Erfolg unternommen worden, klare Aussagen wurden jedoch dabei nie erzielt. Wollte man also eine Auskunft über den Zustand der Feststoffisolation gewinnen, mussten andere Indikatoren herangezogen werden.

Auf der Suche nach solchen, den Zustand der Feststoffisolation beschreibenden Substanzen stiess man dabei auf Furan und dessen Derivate (Bild 2), denn diese Verbindungen können durch eine reine Oxidation des Öles praktisch nicht gebildet werden. Langjährige Studien der Cigre WG15-01 zusammen mit dem TC10 der IEC führten zum IEC-Standard 1198, welcher die analytischen Aspekte dieses Problemkreises regelt. Zum technischen Ablauf einer derartigen Analyse sei hier nur soviel erwähnt, dass eine kleine Ölmenge (ca. 2 - 10 g) ausreicht, um die darin gelösten Furane (= Papierabbauprodukte) zu extrahieren und mittels der HPLC¹-Messtechnik nachzuweisen[2].

AUFBAU:



ZERSETZUNGS-
PRODUKTE:

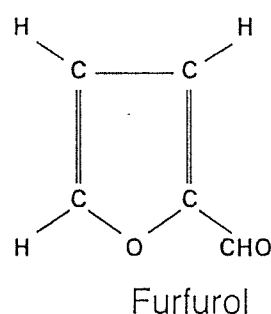
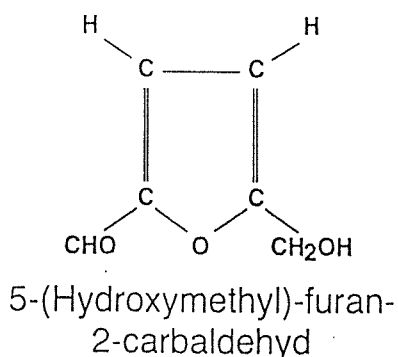


Bild 2: Aufbau und Zersetzungsprodukte von Cellulose

¹ High Performance Liquid Chromatography

Im Isolieröl vorhandene Verbindungen wie Furfurol und 5(Hydroxymethyl)-furan-2-caraldehyd u.ä. stehen in einem direkten Zusammenhang mit der mechanischen und damit indirekt auch der dielektrischen Festigkeit der Celluloseisolation, denn diese Verbindungen werden praktisch ausschliesslich beim Auseinanderbrechen der Celluloseketten gebildet. In langjährigen Versuchen unter der Federführung der Cigre WG15-01 an denen sich ABB Schweiz in enger Zusammenarbeit mit der Firma Weidmann AG, Rapperswil beteiligte, wurden vielversprechende Ergebnisse erzielt. Anhand dieser Laborversuche wurde eine Relation erarbeitet [3], welche die Furangelhalte im Isolieröl mit den aktuellen DP-Werten (= Degree of Polymerisation) verknüpft:

$$Y = \frac{M(DP_o - DP)}{DP}$$

wobei Y die Anzahl der zerbrochenen Cellulosemoleküle darstellt, gleichbedeutend mit dem Gehalt an Furfurol multipliziert mit dem Faktor 96 (= Molekulargewicht von Furfurol)

(DP, DP_o: aktueller bzw. ursprünglicher DP-Wert

M: ursprüngliche Anzahl der Cellulosemoleküle

Nähere Details hierzu sind in [3] zu finden)

Die HPLC-Analyse ist derzeit noch keine routinemässig anzuwendende Untersuchungsmethode wie die dielektrisch-chemische oder die gasanalytische Untersuchung des Transformatoröls. Sie sollte aber angewendet werden, wenn wegen extrem hoher Kohlenoxidgehalte und/oder eines CO₂/CO-Verhältnisses von <3 oder >12 der Verdacht besteht, dass es Heissstellen im Transformator gibt, in denen die Celluloseisolation involviert sein könnte. In einem solchen Fall ist es immer wichtig, die zu ergreifenden Massnahmen zwischen Betreiber und Hersteller des Transformators sowie dem mit der Ueberwachung betrauten analytischen Labor zu besprechen.

Dabei ist zu beachten, dass die vorstehenden Zusammenhänge aus Laborexperimenten resultieren. Es gilt nun, diese Erkenntnisse in die Praxis zu übertragen. Daher richtet sich der Appell an die Betreiber von Transformatoren und Wandlern, diese Arbeit zu unterstützen, denn praktisch kein Laborexperiment vermag einen Alterungsprozess unter realen Bedingungen über Jahrzehnte zu simulieren. Denn letztendlich sind es die Betreiber dieser Geräte, die am meisten davon profitieren, deren Ausfall in einem ungeeigneten Moment zu verhindern.

Literatur:

- [1] E. Dörnenburg, „Betriebsüberwachung durch Untersuchungen des Isolieröls“
O. Hutzl etz-a Bd.98 (1977) H.3, p.211-215

- [2] H.-J. Knab „Die Anwendung der Hochdruckflüssigkeitschromatographie (HPLC) zur Betriebsüberwachung von Transformatoren“
VGB Kraftwerkstechnik 6/91, 71.Jg(1991) p.594-597

- [3] A. de Pablo, „New guidelines for Furan analysis as well as dissolved
A. Möllmann gas analysis in oil-filled transformers“
CIGRE-Symposium Paris 1996, 15/21/33-19

Zitierte IEC-Publikationen:

- IEC-567 (1992) „Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled
electrical equipment and for the analysis of free and
dissolved gases“

- IEC-599 (1978) „Interpretation of the analysis of gases in transformers and
other oil-filled electrical equipment in service“

- IEC-1198 (1993) „Mineral insulating oils - Methods for the determination of
2-furfural and related compounds“

Zustandserfassung und Bewertung von Durchführungen im Betrieb

Karl Frei

Micafil Isoliertechnik AG, Zürich

1. EINLEITUNG

Gedanken und Ziel dieses Dokumentes sind, durch optimalen Unterhalt, erkennen des Ist-Zustandes der Durchführung, Früherkennung von Fehlerquellen, richtige Empfehlungen und geeignete Massnahmen die Betriebszeit der Durchführungen und die Verfügbarkeit der Transformatoren zu steigern.

Grundsätzlich sind alle festen und flüssigen Isoliersysteme einer gewissen Alterung als Folge der zeitlichen, elektrischen, thermischen und mechanischen Beanspruchungen unterworfen. Als Dimensionierungsbasis für die Lebensdauer von mindestens 25 Jahren werden in der Regel die Betriebsfeldstärken zu Grunde gelegt. Die zulässigen Betriebsfeldstärken variieren je nach Isoliersystem.

Die Resultate aus vielen tausend Messungen zeigen, dass schadhafte oder erhöht gealterte Isolationen entdeckt werden können und durch die Kenntnis des Isolationszustandes die Betriebsdauer unter Umständen wesentlich verlängert werden kann.

Auf der andern Seite sind die Erfahrungswerte aus dem Betrieb sehr wichtig und notwendig, um eine ständige Weiterentwicklung auf dem Gebiet von neuen Durchführungs-Generationen, neuen Isolationssystemen und dem Objekt- und Personenschutz zu erreichen.

Um den Isolationszustand richtig zu analysieren und zu diagnostizieren ist ein breites Informationsband nötig. Umfangreiche Erfahrungswerte sind vor allem von Hartpapier-Durchführungen vorhanden, wo MICAFIL nun seit 23 Jahren neben den Nachmessungen im Labor auch Vor-Ort-Messungen durchführt.

2. BEWERTUNGS-UNTERLAGEN

Für eine bestmögliche Diagnose ist ein umfassender Kenntnisstand folgender Daten notwendig:

- Kenntnisse der Bauweise und Empfindlichkeiten einer Durchführung
- Kenntnisse der Charakteristiken der Isoliermaterialien
- Originalwerte der Gütewerte Verlustfaktor $\tan\delta$ und Kapazität sowie des TE-Verhaltens
- Interpretation der Qualität der Neuwerte und Vergleichswerte aus gleicher Fabrikationsperiode
- Kenntnisse der Messmethode und möglicher Messwert-Beeinflussungen
- Interpretation von Nachmesswerten, erkennen von Trends oder Defekt-Szenarien
- Vergleichsdaten von Durchführungen aus der gleichen Station, dem gleichen Trafo
- Kenntnisse über die Betriebsgeschichte, Vorfälle im Betrieb, frühere Manipulationen
- Kenntnisse über die Umwelt (Verschmutzung, atmosphärische Bedingungen, el. Fremdfelder)

Und dann für die Entscheidungsfindung:

- Informationen über die Betriebserwartung des Transformators und allfälliger Revisionsdaten

3. BAUREIHEN VON TRANSFORMATOR-DURCHFÜHRUNGEN

3.1 Hartpapier-Durchführungen (HP)

Hauptisolation

Hartpapier besteht aus mit Kunstharz beschichtetem Isolierpapier, das unter Hitze und Druck verklebt wird. Die MICAFIL-Markennamen lauten *Superresocel* (Kresolharz) bzw. *Drysomic* (Epoxidharz). Die Feldsteuerung erfolgt durch halbleitende, zylindrische Kondensatorbeläge. Hartpapier gehört in die Wärmeklasse E (Dauertemperatur 120°C).

Mechanischer Aufbau

- Flansch auf bearbeitetem Isolierkörper aufgeschrumpft
- Aufbau der Isolatorsäule durch Porzellan-Elemente mit Gummi-Kork-Dichtungen dazwischen *oder* einteiliger Isolator, z. T. mittels Klauen am Flansch befestigt
- Isolator mittels Federn im Kopf gegen den Flansch verspannt
- Weichgelötete Kopfhaube, in der Regel ohne Öffnung und Ölstandsanzeige, *oder* massiver Kopf mit Ölstandanzeiger (meist grosse Durchführungen)
- Füllung: Gemischtes Isolieröl mit hoher Viskosität (ca. 1000 cSt/ 20°C; Standard) *oder* Transformatorenöl (meist grosse Durchführungen) *oder* komprimierbare Trockenfüllung (für beliebige Einbaulagen)

3.2 Durchführungen mit ölimprägnierter Isolation (WP)

Hauptisolation

Der gewickelte Isolierkörper aus reinem Kraftpapier wird nach einer Trocknungsperiode mit Isolieröl niedriger Viskosität unter Vakuum imprägniert. Die Weichpapier-Durchführung benötigt am Unterteil einen dicht abschliessenden Überwurf, der in der Regel aus Porzellan besteht. Das Öl ist hier auch aktive Isolation.

Weichpapier gehört in die Wärmeklasse A (Dauertemperatur 105°C).

Mechanischer Aufbau

- Fussplatte mit Dichtungen (O-Ring, Flachdichtung)
- Isolierkörper auf Zentralrohr gewickelt, ölimprägniert
- Unterteilporzellan
- Flansch mit Dichtungen
- Freiluftseitiger Isolator mit Dichtungen *oder* Isolator mittels Klauen oder Zementflansch am Flansch befestigt
- Hermetisch geschlossenes Expansionsgefässes mit Oelschaugläser (oder Ölstandanzeiger) sowie Federpaket im Inneren, d.h. Zentralverspannung aller Dichtungssysteme über das Federsystem
- Oelfüllung Mineralöl Shell Diala D

3.3 Harzimprägnierte Durchführungen (RIP)

Hauptisolation

Der aus hochwertigem Krepppapier gewickelte Isolierkörper wird nach einem Trocknungsprozess unter Vakuum vollständig mit Epoxidharz spezieller Formulierung imprägniert. Die Feldsteuerung geschieht mit Kondensatoreinlagen aus Aluminium-Folien.

Diese Isolation gehört in die Wärmeklasse E (Dauertemperatur 120°C).

Mechanischer Aufbau Baureihe 1975; 24 bis 245 kV

Aufbau im Prinzip wie die Hartpapier-Durchführungen

- mechanisch bearbeiteter Isolierkörper
- Flansch mittels Dichtungen und Klebemittel oeldicht am Isolierkörper befestigt
- Isolatorsäule mit Porzellan-Elementen sowie verklebte Gummi-Kork-Dichtungen
- Isolierölmischung mit hoher Viskosität
- Expansionsgefäß durch Weichlötung hermetisch verschlossen, Zentralverspannung durch Federn im Innern

Mechanischer Aufbau Baureihe 1984: 73 bis 420 kV

- mechanisch bearbeiteter Isolierkörper
- Flansch mittels O-Ringen, Klebemittel und Ringverbindungen oeldicht am Isolierkörper befestigt
- O-Ring zwischen Flansch und Isolator, Flachdichtung zwischen Isolator und Kopf
- Isolator mit zementierter Kittflansch-Befestigung, O-Ring-Dichtung dazwischen
- Expansionsgefäß mit Verschlussschraube und Ölstandsanzeiger sowie Federverspannung, Flachdichtung zum Isolator
- Füllung Shell Diala D oder (auf Kundenwunsch) auch Öl hoher Viskosität
- Dichtungssystem am Stromleiter mit Doppel-O-Ringen

4. KENNTNISSE DES DESIGNS UND DER CHARAKTERISTIKEN DER HAUPTISOLATION

4.1 Hartpapier-Durchführungen

Kontaktstellen Isolierkörper

Hochspannungsseitig eingewickelte Alufolie, Potentialverbindung zwischen Rohr und Alufolie in der Regel durch eingewickeltes Metallbändchen

Erdseitig Alufolie in Verbindung mit Metallband, Kontaktstelle von aussen freigelegt und mechanisch verstärkt durch eingelötetes Kupferplättchen. Messanschluss mit gefedertem Kontaktstift.

Bei kurzen konischen Unterteilen reichen die Kondensatorbeläge am trafoseitigen Ende bis an die Körperoberfläche, diese Typen sind deshalb extrem schlagempfindlich.

Isolierkörper

Luftanteil im Isolierkörper 15-25 Volumen% (fein verteilt in der Zellulose und in Schwundrissen).

$\tan \delta$ neu 0,50 bis 0,70%, Anstieg des $\tan \delta$ mit der Temperatur bis ca. 60 °C gering.

TE bei Betriebsspannung mit Superresocel bis 150 pC, mit Drysomic < 5 pC.

4.2 Oelimpregnierte Isolation

Kontaktstellen Isolierkörper

Die HS-Seite der aktiven Isolation bildet das zentrale Rohr, d.h. keine zusätzliche Kontaktierung.

Erdseitiger Belag in Verbindung mit Metallband, nach dessen Freilegung weichgelötete Kontaktierung einer isolierten flexiblen Litze mit ölfester Isolation, Kontaktierung im Messanschluss ebenfalls gelötet.

Isolierkörper

Isolierkörper kompakt, luftfrei und oelimpregniert.

Verlustfaktor $\tan\delta$ zwischen 0,25 und 0,5%, kein Anstieg des $\tan\delta$ mit der Temperatur bis ca. 70°C.

Oelqualität des Füllöls < 10 ppm H₂O, Durchschlag > 50kV/2,5mm, entgast.

TE bis doppelte Betriebsspannung < 5 pC.

4.3 Harzimpregnierte Durchführungen (RIP)

Kontaktstellen am Isolierkörper

Hochspannungsseitig mit metallischer Verbindung zwischen Trägerrohr und HS-Einlage. Erdseitige Einlage in Verbindung mit Metallband, Kontaktstelle von aussen freigelegt und mechanisch verstärkt, Messanschluss mit gefedertem Kontaktstift oder angelöteter Litze.

Isolierkörper

Öl- und gasdichter Feststoff-Isolierkörper, völlig luftfrei.

Verlustfaktor $\tan\delta$ neu zwischen 0,25 und 0,45%, kein Anstieg des $\tan\delta$ mit der Temperatur bis ca. 70°C.

TE bis doppelte Betriebsspannung < 5 pC.

5. VERURSACHER UND MERKMALE DER ALTERUNG

5.1 Hartpapier-Isolation

Betriebskomponente:

- hohe Betriebstemperaturen, häufige Last- und Temperaturschwankungen
- Evakuieren des Trafos mit aufgebauten Durchführungen
- Umweltbeeinflussung wie Korrosionsschäden, Leckagen, Eindringen von Feuchtigkeit oder innere Überschläge
- Überspannungen, äussere Überschläge, Blitzeinschläge

Isolationskomponente:

- Risse durch Temperaturzyklen
- Abbau des Harzes oder des Papiers (Erosion) durch starke Teilentladungen
- Versteuerung der Spannungsverteilung durch ungleichmässigen Anstieg der Kapazitätswerte infolge Eindringen von Öl und der Verdrängung der naturgemäss im Hartpapier vorhandenen Luft (lokale Erhöhung der diel. Konstante). Oel dringt in der Regel durch die entstandenen Risse ein. Die Tränkung des harzbeschichteten Papiers weitet sich von den Rissen beginnend aus.
- Umwandlung des in den Körper eingedrungenen Oels in X-Wachs als Folge starker Teilentladungen
Eindringen von Feuchtigkeit in die Isolation, Verschlechterung von Potentialverbindungen (Oelfilm bei Federkontakten, Risse)
- Die Isolation kann am Trägerrohr oder an den Alubelägen im Erd- und Hochspannungsbereich verrutschen (Schwächung der Klebfestigkeit durch das eingedrungene Oel), dadurch können Unterbrüche an den Potentialverbindungen entstehen
- Erhöhung des Verlustfaktor $\tan\delta$ in Funktion der Temperatur als Folge der Alterung

- Erhöhung des Verlustfaktor $\tan\delta$ in Funktion der Temperatur als Folge eingedrungener Feuchtigkeit

Durch höhere dielektrische Verluste wird mehr Eigenwärme erzeugt. Durch weitere Faktoren wie Sonnenbestrahlung oder hohe Temperaturen an den Stromverbindungen steigt dann das Risiko einer thermischen Instabilität, was zum Wärmedurchschlag führen kann.

Mechanische Komponente:

Oelverlust und eingedrungene Feuchtigkeit infolge

- Risse am Porzellan, defekte Dichtungen, undichte Kopfarmaturen u.a.m.

5.2 Oelimprägnierte Isolation

Vom Betrieb her gilt hier ähnliches wie bei der Hartpapier-Isolation, wobei das uneingeschränkte Evakuieren des Transformators mit eingebauten Durchführungen erlaubt ist.

Wegen des grösseren Wärmetransportes vom Transformator zur Durchführung durch die natürliche Ölzirkulierung im Innern der Durchführung entstehen wesentlich höhere Durchschnittstemperaturen der Durchführungs-Isolation als bei trockenen Isolationen.

Isolationskomponente:

- Teilentladungen in der Isolation z.B. infolge Lufteinschlüsse durch falsche Transport- oder Einbaumanipulationen, welche eine Beschädigung des Isolieröls und Papiers zur Folge haben
- Schmutzablagerungen im Fussbereich (im Bereich hoher Feldstärken)

Mechanische Komponente:

- Eindringen von Feuchtigkeit in die Durchführungen durch äussere Beschädigungen
- „Verursachte“ Undichtigkeiten infolge unsachgemässer Behandlung von Verschlusschrauben z.B. bei häufigen Oelprobennahmen
- Oelverlust
- mechanische Schäden wie Haarrisse am Unterteilporzellan durch Spannungen und Wärmezyklen

5.3 Harzimprägnierte Durchführungen

Isolationskomponente

Bis heute sind keine Erkenntnisse vorhanden, da noch kein Schadenfall aufgetreten ist und noch keine grösseren Untersuchungen stattgefunden haben.

Mechanische Komponente

- Bruch von Porzellan, Eindringen von Feuchtigkeit
- Bei Durchführungen mit Kunststoff-Isolatoren sind Brüche und Risse kaum möglich

Anmerkung:

Bei oelimprägnierten Durchführungen

- sind Teildurchschläge oft nur mit höheren Messspannungen nachweisbar.
- sollten zur Interpretation möglichst Gas-in Oel-Analysen oder mindestens Wassergehaltsmessungen zugezogen werden.

Nachmessungen im Labor

- gewährleisten genauere Beurteilung
- Teilentladungsmessungen sind möglich

Erschwert wird die Beurteilung von Hartpapier-Durchführungen durch die Tatsache, dass bis weit in die 70er Jahre keine Teilentladungsmessungen gemacht wurden.

7.2 Fehler-Checkliste:

mögliche Ursache → ↓ Befund	Flansch- befesti- gung	Isolier- körper gerutscht	Risse im Isolier- körper	Alterung, Tränkung der Isola- tion	Mess- anschluss, Potential- verbindun- gen	Lagerung, Feuch- tigkeit	Teil- durch- schläge	Heiss- stellen	Ver- schmut- zung aussern
Undicht am Flansch	X	X		X					
Undichte Kopfpartie			X	X				X	
Lecke Dichtungen am Porzellan		X	X	X					
tgδ sinkend mit Spannung				X	X		X		
Niveau tgδ hoch				X		X	X		X
tgδ ansteigend mit der Temperatur				X		X			
Kapazitäts-Anstieg hoch				X			X	X	
Kapazität steigend mit der Temperatur				X		X			
äussere Entladungen							X		X

7.3 Richtwerte für tgδ- / Kapazitätsgrenzen von Transformator-Durchführungen mit Hartpapier

Grenzen erreicht in durchschnittlich 25 Jahren. Gilt nicht für feuchte Isolierkörper!

U _n (kV)	36	73	123	170	245	300	362	420
Verlustfaktor tgδ (%)	2,5	2,3	2,0	1,8	1,5	1,3	1,15	1,0
Kapazitätserhöhung ΔC (%)	25	23	20	18	15	13	12	10

8. ENTSCHEIDUNGSFINDUNG

Massgebend sind:

- Veränderung und Abweichung zum Neuzustand
- Analyse des Alterungszustandes im Bezug auf die gesetzten Limiten
- Zustand der Isolation im Quervergleich (Nachbar-Durchführungen, Durchführungen der gleichen Fabrikationsperiode)
- Anwenderprioritäten wie weitere Betriebsdauer und geplante Revisionen

9. MASSNAHMEN

- Einfache Abdichtungen bei Leckagen im eingebauten Zustand oder mindestens vor Ort
- Reparaturen, Beheben der Ursache von Leckagen im Werk
- Nachmessungen im Labor
- Ersatz der Isolierkörper unter Wiederverwendung der Armaturen
- Kompletter Durchführungs-Ersatz

10. GESAMTERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNG DER UEBERWACHUNG IM BETRIEB

Durch die periodischen Messungen hat man ein für die Betreiber wichtiges und nützliches Bild über den Alterungszustand und über die zu erwartende weitere Betriebsdauer der Durchführungen erhalten. Massnahmen und Aktionen können dadurch rechtzeitig geplant werden. Seit in den frühen 70er-Jahren mit der Ueberwachung im Betrieb begonnen wurde, haben sich nach unserem Kenntnisstand keine Betriebsausfälle mehr ereignet.

Hartpapier-Durchführungen

Auf Grund von Messungen bzw. visuellen Kontrollen anlässlich der Messungen wurde die Ausserbetriebnahme von 32 Hartpapier-Durchführungen verlangt.

- 6 Stück wurden aus mechanischen Gründen ausser Betrieb genommen
- Bei 26 Stück wurde auf Grund hoher tgδ- oder Kapazitätswerte der Ausbau verlangt
- Davon wurden bei 14 Stück Teildurchschläge festgestellt

Weichpapier-Durchführungen

Insgesamt wurden bei 14 Stück aus unterschiedlichen Gründen die Ausserbetriebnahme verlangt.

Harz imprägnierte Durchführungen

Bisher mussten auf Grund von Messungen noch kein Ausbau verlangt werden.

Generell

- Die Schadensstatistiken zeigen, dass viele Schäden auf Manipulations-, Handling- oder Ueberwachungsfehler zurückzuführen sind
- Der Anteil solcher Fehler in Mitteleuropa ist um ein Vielfaches geringer als in anderen Ländern
- Dies zeigt auch, wie wichtig verständliche Beschreibungen und Betriebsvorschriften sind
- Diese Statistiken beinhalten auch ein grosses Kompliment an unsere Elektrizitätsgesellschaften und an ihr qualifiziertes Personal

11. ERSATZ VON DURCHFÜHRUNGEN

Service der Micafil Isoliertechnik AG

Für alle gelieferten Durchführungen können Ersatz mit harz imprägnierten Isolierkörpern hergestellt werden

- trafoseitig 100% identisch
- freiluftseitig angepasst.

Vieillissement des condensateurs HT avec un diélectrique papier.

Etienne Savary
CONDIS SA ; CH-1728 Rossens

Introduction.

Les condensateurs haute tension sont utilisés depuis 40 ans comme condensateurs pilote pour les disjoncteurs multi-chambres. Dans les 5 à 10 dernières années, les fabricants se sont orientés vers les diélectriques plastiques tels que le polypropylène; auparavant, les condensateurs étaient constitués de diélectrique papier imprégné à l'huile minérale. Il est à noter qu'aucun condensateur pilote de CONDIS a été imprégné aux ascarels (PCB).

Dimensionnement des condensateurs HT.

Les condensateurs HT sont calculés en fonction des spécifications des constructeurs de disjoncteur.

Les critères de dimensionnement électriques sont:

Tension nominale.

Tension d'essai 50 Hz.

Tension de mesure de décharges partielles (< 5 pC).

Tension de chocs de foudre.

Tension de chocs de manoeuvre.

Tension de chocs de foudre coupé.

Tension d'essai de durée.

Les critères de dimensionnement mécaniques sont:

Vibration.

Choc mécanique.

Flexion.

Tous ces critères sont prouvés par des essais de type ou des essais de système.

Essais de durée.

CONDIS a effectué des essais de durée sur des condensateurs tout papier en laboratoire et sur un poste haute tension extérieur.

Essai sur un poste extérieur.

Des condensateurs ont été montés sur un poste extérieur. La tension alternative était appliquée en permanence; le nombre d'éléments montés dans le condensateur a été différent d'un condensateur à l'autre de manière à essayer le diélectrique à différentes sollicitations.

Les condensateurs ont été mesurés chaque année; le programme d'essai consistait en une mesure de capacité et $\text{tg}\delta$ à la tension nominale à 20 °C et à 70 °C.

Nous pouvons constater que les $\text{tg}\delta$ mesurées à 70 °C donnent une indication intéressante sur le vieillissement: la $\text{tg}\delta$ du condensateur augmente en fonction de la durée de la sollicitation.

Les évolutions de la capacité et de la $\text{tg}\delta$ à 20 °C ne sont pas significatives.

Essai en laboratoire.

Les condensateurs ont été montés sur un banc d'essai en laboratoire à température ambiante. Une tension alternative correspondant à deux fois la sollicitation nominale est appliquée en permanence sur les condensateurs.

Les condensateurs ont été mesurés régulièrement; le programme d'essai consistait à une mesure de capacité et $\text{tg}\delta$ ainsi qu'une mesure de décharges partielles à la tension d'essai à la température ambiante.

Nous pouvons constater que les valeurs de $\text{tg}\delta$ mesurées diminuent dans un premier temps puis augmentent rapidement en fin de vie.

Les condensateurs ont subi des claquages après 2500 à 6000 heures de sollicitation.

Un deuxième essai a été effectué en essai de type sur un condensateur grandeur nature (tension nominale 230 kV). Le condensateur a été porté puis maintenu à la température de 70 °C. Une fois la température atteinte, une tension de 1,3 fois la tension nominale du condensateur pendant 48 heures. Le condensateur était en parfait état après avoir subi cet essai.

Condensateurs en service.

Dès milliers de condensateurs pilote CONDIS avec un diélectrique papier sont encore en service aujourd'hui. Les mesures effectuées sur site par les clients finaux (réseaux électriques) consiste en une mesure de la capacité et de la $\text{tg}\delta$ à l'aide d'un pont à la tension de 10 kV. Si les valeurs de capacité sont toujours dans la tolérance et que les valeurs de $\text{tg}\delta$ sont dans l'ordre de grandeur de 50 à 60×10^{-4} , les condensateurs sont considérés comme étant apte au service.

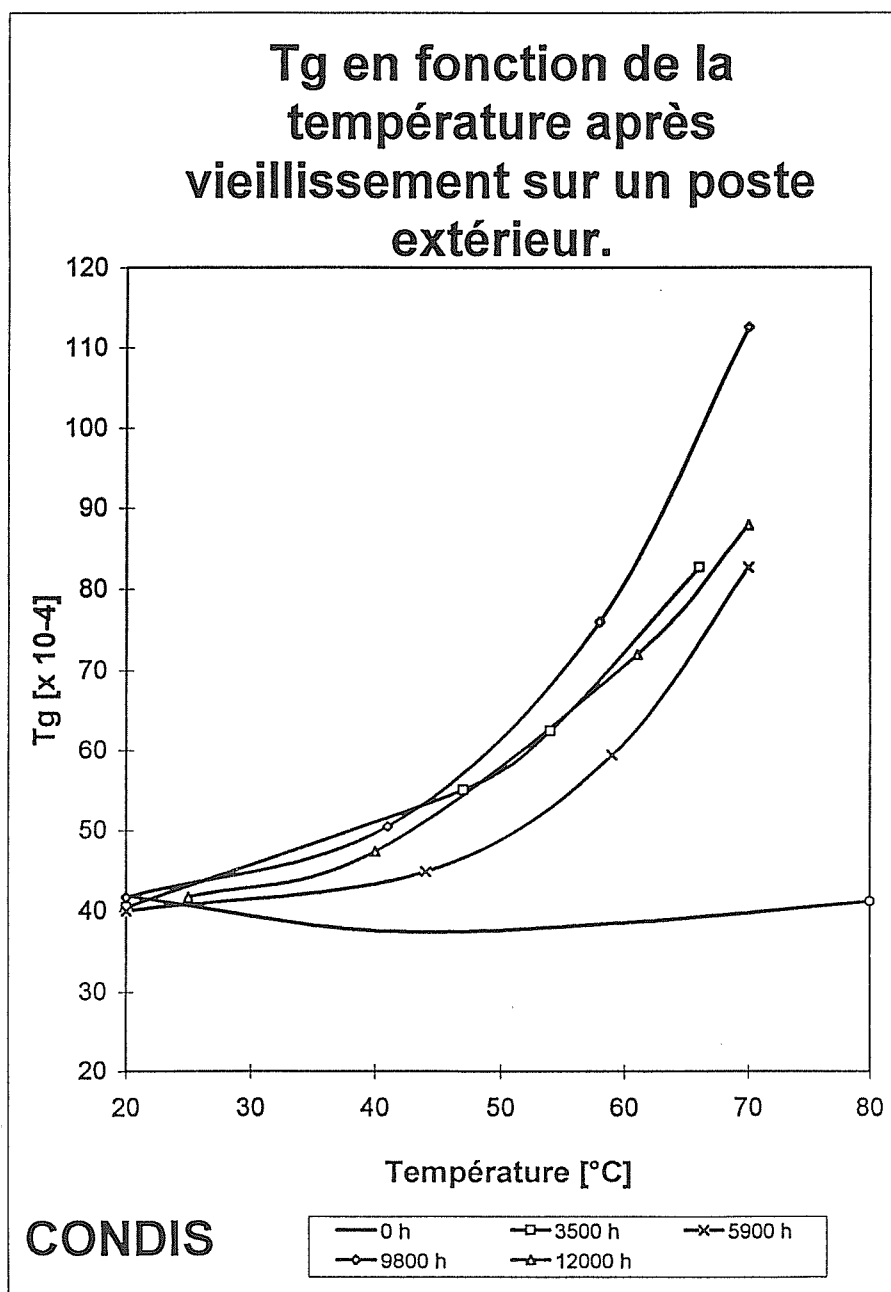
Révision des condensateurs en service.

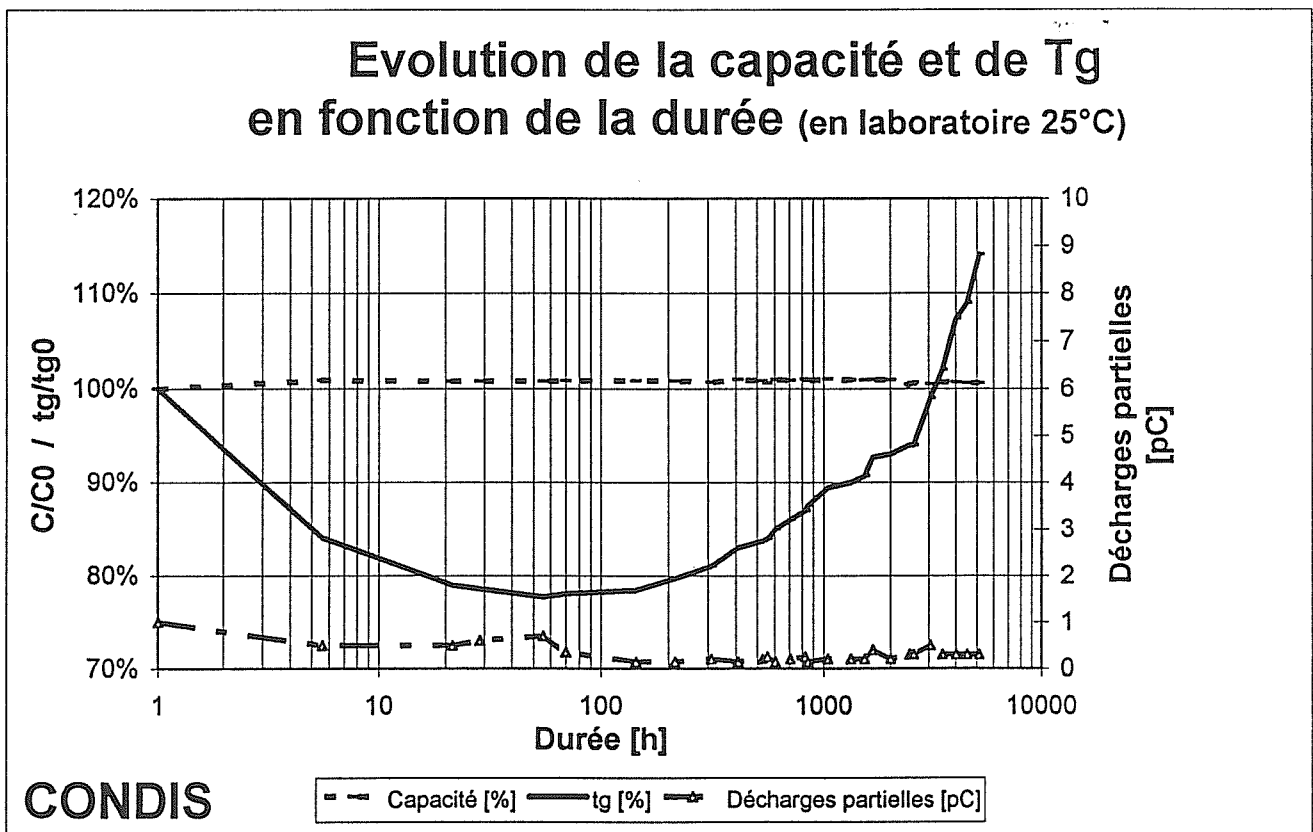
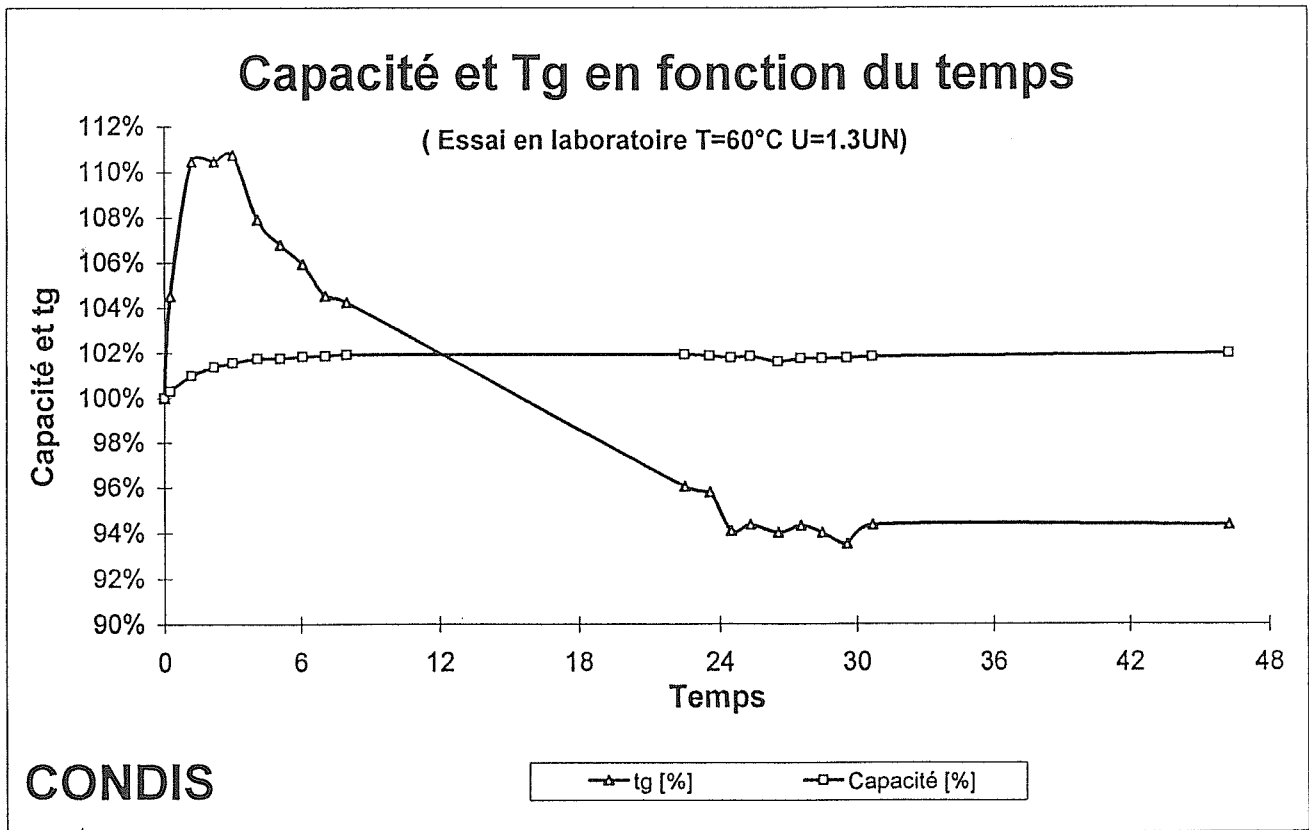
Plusieurs d'entre eux ont été révisés ces dernières années. Les révisions consistent aux remplacement des pièces mécaniques (armatures et couvercles) attaquées par la corrosion et rendant le condensateur inétanche. Les parties actives ont été jusqu'à maintenant récupérées après un contrôle électrique à 0,8 fois la tension d'essai prescrite pour les condensateurs neufs et une mesure de décharges partielles (<5 pC) aux tensions prescrites pour un condensateur neuf.

Conclusions.

Sur la base des relevés effectués sur les condensateurs sur un poste extérieur, ainsi que sur les bancs d'essai, CONDIS peut affirmer que les condensateurs pilote avec le papier imprégné à l'huile minérale couvrent les spécifications des clients qui demandent une durée de vie de 20 à 30 ans. En effet, nous ne connaissons que très peu de cas (<10) de condensateurs ayant eu une défectuosité diélectrique en service sur les 200'000 condensateurs livrés.

L'espérance de vie des condensateurs pilote peut être encore augmentée par le fait qu'ils ne sont soumis à la tension que lorsque le disjoncteur est ouvert et qu'un sectionneur de ligne est fermé. Dans tous les autres cas, le condensateur ne voit aucune différence de potentiel à ses bornes.





Lebensdauerabschätzung bei Transformatoren: Möglichkeiten und Grenzen

J. Fuhr

ABB Sécheron, Genève

1. Einleitung

Mit dem steigenden Alter der Leistungstransformatoren in den elektrischen Energieversorgungssystemen Europas und mit der Zielsetzung der Elektrizitätswerke, die Kosten der Energieerzeugung und Verteilung möglichst niedrig zu halten, drängt sich immer häufiger die Frage auf, *"Wie lange kann ein natürlich gealterter Transformator noch einen sicheren Betrieb der Energieversorgung gewährleisten?"* Diese Frage kann heute weder von einem Transformatoren-Hersteller noch von einem Diagnose-Spezialisten korrekt beantwortet werden.

Die Lebensdauer eines Transformators hängt im Allgemeinen von mehreren Einflussfaktoren ab, welche hier nachfolgend beschrieben werden. Nicht nur jede denkbare Kombination dieser Einfluss-Faktoren, sondern auch jeder Faktor für sich allein kann sich auf die Lebensdauer des Transformators auswirken.

- **Einfluss-Faktoren während der Produktion**

- Qualität der verwendeten Materialien
- Zuverlässigkeit der Konstruktion
- Präzision der Montage des Aktivteils
- Qualitätskontrolle während der Endfertigung
- Trocknung, Oelfüllung, Endmontage

- **Einfluss-Faktoren bei der Prüfung und Inbetriebnahme**

- Vorprüfungen
- Abnahmeprüfungen
- Transport
- Montage vor Ort

- **Einfluss-Faktoren im Betrieb**

- Betriebsdauer
- Lastzustände und Lastzyklen
- Öl- und Wicklungstemperaturen
- Dauer von Abschaltungen
- Überspannungen
- Kurzschlüsse
- Instandhaltungsmassnahmen, Verlegung

Der Entscheid über die Ausserbetriebnahme eines gealterten Transformators basiert normalerweise auf strategischen, ökonomischen oder technischen Grundlagen. In diesem Beitrag werden nur Möglichkeiten und Grenzen der "technischen Lebensdauer" von Gross-Transformatoren aus der Sicht eines Herstellers diskutiert.

2. Grenzen der heutigen Methoden zur Lebensdauerabschätzung

Die Lebensdauer eines Transformators hängt in erster Linie von der Qualität der Papierisolation, dem Oelzustand, der Betriebstemperatur und von der elektrischen und mechanischen Beanspruchung im Netzbetrieb ab. In der Praxis kann aber nur die Qualität des Oels, auch während des Betriebs, durch die Entnahme einer Oelprobe und anschliessender Laboranalyse eindeutig bestimmt werden.

Sowohl die Bestimmung des Alterungsgrades der Papierisolation (Polymerisationsgrad), als auch die genaue Bestimmung von Heiss-Stellen (Hot-Spots) im Transformator sind nach heutigem Stand der Technik nur indirekt möglich (Analyse der Furfuraldehyde im Oel, sog. Furan-Analyse, Registrierung der Oel- und Wicklungs-Temperaturen). Diese indirekt bestimmten Werte sind außerdem mit größeren Unsicherheiten behaftet. Auch die aussergewöhnlichen betrieblichen Beanspruchungen bei Kurzschlüssen und Überspannungen werden normalerweise nicht erfaßt. Für die Abschätzung der Lebensdauer eines Transformators sind somit drei von vier wichtigen Einflussparametern nicht eindeutig bekannt.

Die Grenzen der heutigen Methoden für die Abschätzung der "technischen Lebensdauer" von betriebsgealterten Transformatoren liegen somit in der mangelhaften Kenntnis sowohl des wahren Zustandes des Isolationssystems als auch der betrieblichen Beanspruchungen des Transformators.

Trotz dieser Tatsache sind dem Praktiker aus der **Literatur** einige mehr oder weniger sinnvolle Regeln, Empfehlungen oder Methoden bekannt, die zur Lebensdauerabschätzung eines alten Transformators herangezogen werden können. Eine (unvollständige) Übersicht solcher Regeln und Empfehlungen sind nachstehend zusammengefaßt und in ihrer Aussagekraft bewertet:

- **Einfluss der Betriebstemperatur (Montsinger Regel [1])**

Für Betriebstemperaturen zwischen 80 und 140° C ist jeder Temperaturanstieg von 6° C gleichbedeutend mit der Halbierung der Lebensdauer eines Transformators.

Für Betriebstemperaturen unter 80° C tritt praktisch keine Alterung des Isolationssystems auf.

Aussagekraft: hoch

Bemerkung: Lokale Heiss-Stellen (hot spots) sind nicht erfassbar.

- „Normale“ Oelwerte [2]

<i>Durchschlagsspannung</i>	> 25 kV
<i>Feuchtigkeit</i>	< 25 ppm
<i>Neutralisationszahl</i>	< 0.08 mg KOH/g

Aussagekraft: hoch

- „Obere Grenzwerte“ für gelöste Gase im Oel [3]

<i>Wasserstoff</i>	< 250 ppm
<i>Methan</i>	< 200 ppm
<i>Ethan</i>	< 200 ppm
<i>Aethylen</i>	< 300 ppm
<i>Acethylen</i>	< 35 ppm
<i>Kohlendioxid</i>	< 11000 ppm
<i>Kohlenmonoxid</i>	< 1000 ppm

Aussagekraft: mittel

Bemerkung: Die Resultate der Gas-in-Oel Analyse unterliegen einer großen Streuung (z.B. durch Schwierigkeiten bei der Oelentnahme).

- Empfohlene Grenzkonzentration für Furaldehyde im Oel [4]

<i>Furaldehyde</i>	< 2 mg/l
--------------------	----------

Aussagekraft: mittel bis niedrig

Bemerkung: Nach einer Oelregenerierung sind Anlayseresultate bezüglich der Konzentration von Furaldehyden unbrauchbar.

- Empfehlung für minimalen Polymerisationsgrad [4]

<i>Polymerisationsgrad</i>	> 250
<i>(entspricht ca. 10 mg/l Furalaldhyde im Oel)</i>	

Aussagekraft: hoch (für die entnommene Papierprobe)

Bemerkung: Entnahme von Papierproben der Transformator-Isolation ist vor Ort sehr schwierig. Die Resultate sind nicht repräsentativ für das ganze Isolationssystem.

- „Normale“ Feuchtigkeitszunahme während des Betriebs [5]

Die Feuchtigkeitszunahme im Isolationssystem eines Transformators durch Alterung beträgt pro Jahr ca. 0.05% bis 0.1%.

Aussagekraft: keine

Bemerkung: Diese Werte haben keine experimentelle und physikalische Grundlage.

Wegen den fehlenden Kriterien zur quantitativen Lebensdauerabschätzung von alten Transformatoren entwickelt jedes Elektrizitätswerk eigene Strategien zur Erhaltung der Betriebssicherheit. Diese Instandhaltungsstrategien der Trafobetreiber liegen zwischen den folgenden extremen Standpunkten: (a) überhaupt keine Instandhaltung notwendig, (b) planmäßige und gezielte Kontrolle des Aktivteils im Herstellerwerk nach 10 bis 15 Jahren Betriebsdauer.

Betriebsrisiko bei Standpunkt (a):

Bei Transformatoren ohne jegliche Instandhaltung besteht eindeutig die Gefahr eines unkontrollierten Ausfalls.

Betriebsrisiko bei Standpunkt (b):

Bei Transformatoren die nach 10 bis 15 Jahren aus dem Kessel herausgenommen werden und nach einer visuellen Kontrolle, nachgepresst und getrocknet wieder mit neuem Öl gefüllt werden, besteht bei nicht optimalen Arbeits- oder Montagebedingungen (z.B. vor Ort) eine gewisse Gefahr, daß eine ursprünglich lebensdauerverlängernde Maßnahme zu einer Verkürzung der Lebensdauer führen kann.

Erfahrungsgemäß gilt die Grundregel: Ein Transformator soll so lange im Betrieb bleiben bis eine meßbare Veränderung der „charakteristischen Kenngrößen“ des Transformators auftritt.

Zu den wichtigen charakteristischen Kenngrößen eines Transformators zählen die folgenden Eigenschaften: (1) mechanische Festigkeit des Kerns, der Wicklungen und Ableitungen, (2) homogene Verteilung der thermischen Belastung aller stromführenden Teile, (3) ausreichende elektrische Festigkeit des gesamten Isolationssystems, insbesondere optimale Trocknung des Aktivteils.

Die Erfassung der genannten charakteristischen Kenngrößen eines Transformators im Neuzustand findet bei den routinemäßig durchgeführten Werksprüfungen statt (Erstellung von Referenz-Daten).

Durch den konsequenten Einsatz von modernen, leistungsfähigen Mess- und Prüfgeräten ist es heute möglich, die im Herstellerwerk bei der Abnahmeprüfung verwendeten Messmethoden zur Kontrolle der charakteristischen Trafo-Kenngrößen auch vor Ort anzuwenden. Damit eröffnen sich neue Möglichkeiten zur Erfassung des „Ist-Zustandes“ eines betriebsgealterten Transformators am Aufstellungsort.

3. Möglichkeiten der Erfassung des Ist-Zustandes vor Ort

Unter einer Vor-Ort-Diagnose verstehen wir die (wiederholte) Durchführung von Kontrollmessungen der charakteristischen Kenngrößen von Transformatoren. Diese Kontrollmessungen sollen möglichst unter gleichen Bedingungen wie im Herstellerwerk, durchgeführt werden um die Einflüsse der Anschlüsse und des Messkreises eliminieren zu können. Die Interpretation der Resultate basiert heute auf dem Vergleich der Resultate der Messungen vor Ort (Ist-Zustand) mit den Referenz-Daten die am neuen oder revidierten Transformator im Werk ermittelt wurden. Eine festgestellte Veränderung der charakteristischen Kenngrößen muß nicht immer eine Gefahr für den Betrieb des Transformators bedeuten.

Trotz der langjährigen Erfahrungen mit der Konstruktion und dem Betrieb von Transformatoren (über 100 Jahre) und trotz vielen Resultaten von systematischen Untersuchungen an künstlich gealterten Modellen des Isolationssystems Öl/Zellulose und trotz den Simulationsmodellen über das Alterungsverhalten ist die Einschätzung der Gefährlichkeit einer festgestellten Veränderung von charakteristischen Kenngrößen eines Transformators und deren Zuordnung zu einem spezifischen Alterungsprozess immer noch sehr schwierig. Eine eindeutige Beziehung zwischen den gemessenen Veränderungen von charakteristischen Größen und dem tatsächlichen Alterungszustand im Isolationssystem kann nur an demontierten Transformatoren durchgeführt werden (visuelle Kontrolle, Analyse von Papier-Proben, TE-Spuren etc.). In den meisten Fällen müssen die Entscheidungen auf der Basis von Erfahrungen, Annahmen und Modellrechnungen getroffen werden.

4. Alterungsmodelle:

Die aus der Literatur [6] bekannten mathematischen Modelle (Lebensdauerformeln) stellen eine sehr abstrahierte Nachbildung der technischen Wirklichkeit dar. Alle Alterungsgleichungen basieren auf der Tatsache, daß mit der Erhöhung der Beanspruchungstemperatur eine starke Beschleunigung der chemischen Vorgänge stattfindet. Ausgehend von der Arrhenius Grundgleichung der Reaktionskinetik können folgende Lebensdauerformeln definiert werden:

Arrhenius Gleichung:

$$K_A = S \exp (-W_a / T)$$

K_A = Reaktionsgeschwindigkeit

S = Konstante

W_a = Aktivierungsenergie

R = Zusammenfassender physikalischer Faktor

T = absolute Temperatur (° K)

Lebensdauerformel für thermische Belastung (nach Montsinger, Büssing):

$$t_L(T) = A \exp(B/T)$$

$t_L(T)$ = Lebensdauer bei einer Temperatur T

A, B = physikalische, chemische Faktoren

T = Temperatur

Lebensdauerformel für elektrische Beanspruchung:

$$t_L(E) = t_{E_0} (E/E_0)^n$$

$t_L(E)$ = Lebensdauer bei der Feldstärke E

t_{E_0} = Lebensdauer bei der Bezugsfeldstärke E_0

n = elektrische Lebensdauerexponent

Lebensdauerformel für mechanische Belastung:

$$t_L(\sigma_m) = K_m (\sigma_m)^m$$

$t_L(\sigma_m)$ = Lebensdauer bei mechanischer Belastung

σ_m = mechanische Belastungsspannung

m = mechanischer Lebensdauerexponent

K_m = zusammenfassender physikalischer Faktor

In diesen Gleichungen befinden sich chemische und physikalische Faktoren, die aus experimentell gefundenen Zusammenhängen ermittelt wurden. Das macht die Umsetzung in konkrete Alterungsaussagen für einen spezifischen Transformator sehr kompliziert. Allerdings sollte es mit Hilfe der Resultate der heute zur Verfügung stehenden Vor-Ort-Diagnose Methoden zur Kontrolle der thermischen, elektrischen und mechanischen Eigenschaften des Isolationssystem (Öl/Papier) möglich sein, die unbekannten Faktoren in den Lebensdauerformeln zu ermitteln. Damit können diese Gleichungen als Grundlage für die Entwicklung von trafospezifischen Modellen sowohl zur Nachbildung des Alterungsverhaltens als auch für die **Abschätzung des Betriebsrisikos** benutzt werden. Eine exakte Bestimmung der Restlebensdauer ist aber auch mit diesen Simulationsmethoden nicht möglich.

Die heutigen Möglichkeiten für die Abschätzung der "technischen Lebensdauer" von betriebsgealterten Transformatoren liegen in der konsequenten Durchführung von folgenden Kontrollmessungen und in dem Vergleich der Resultate mit den Referenz-Daten (Neuzustand) :

- **Kontrolle der thermischen Kenngrößen:**
Messung der Polarisationsseffekte
- **Kontrolle der elektrischen Kenngrößen:**
Messung der Teilentladungen
- **Kontrolle der mechanischen Kenngrößen:**
Analyse des Frequenzverhaltens der Wicklungen.

Für eine erfolgreiche Anwendung der genannten Lebensdauerformeln zur Simulation des Alterungsverhalten eines Transformators müssen neben den genannten Diagnose Messungen noch folgende Informationen und Kenntnisse vorhanden sein:

- Verständnis aller physikalischen und chemischen Prozesse, die eine Alterung verursachen
- Detaillierte Information über die Konstruktion des Transformators ("Schwachstellen"-Analyse)
- Detaillierte Information über die Betriebsbedingungen (Temperatur, Lastzyklen, Überspannungen, Kurzschlüsse)
- Geschichte des Transformators (Reparaturen, Demontagen, Verlegungen)
- Ölqualität
- Resultate der Gas-in-Öl Analysen
- Resultate der Analyse der Furfuraldehyde
- Erfahrung in der Interpretation der Mess-Resultate

5. Schlußfolgerung

Die heute zur Verfügung stehenden Diagnose Methoden, die sowohl im Labor als auch vor Ort angewendet werden können, bieten neue Möglichkeiten, die Kenntnis über den wahren Zustand des Isolationssystems in Transformatoren zu erweitern. Damit können auch die wichtigen Basisdaten für die mathematischen Modelle zur Risikoabschätzung von betriebsgealterten Transformatoren ermittelt werden.

Die Möglichkeiten und Grenzen der Lebensdauerabschätzung können heute sofort in der Praxis untersucht werden, da bei fast allen Elektrizitätswerken in Europa einige Transformatoren ein Alter von 40 Jahren und mehr erreicht haben und als reale "Versuchsobjekte" für eine Bestätigung oder Widerlegung der Resultate der Simulationen zur Verfügung stehen. Der Erfolg dieser Bemühungen erfordert eine sehr gute Zusammenarbeit zwischen den Betreibern und den Herstellern von Transformatoren.

6. Literatur

- [1] IEC-354 (1991): „Loading guide for oil-immersed power transformers“.
- [2] IEC-422 (1989): „Supervision and maintainance guide for mineral insulating oils in electrical equipment“.
- [3] E. Dörnenburg und O. Hutzl, ETZ-A, Vol 98 (1977), S. 211-215.
- [4] M. K. Domun, "Condition monitoring of 132 kV transformers " ,EA Technology, UK.
- [5] A. Schlag, "The Recovery Voltage Method", Tettex Instruments AG, Zürich Switzerland.
- [6] R. Porzel, E. Neudert, M. Sturm, " Diagnostik der Elektrischen Energietechnik ", Expert Verlag, Renningen, 1996.

Prüfungen und Diagnostik von Hochspannungsapparaten im Hinblick auf ihre Zuverlässigkeit.

Volker Karius

Haefely Trench AG, Basel

Prüfungen der Isolation von Hochspannungsapparaten während des Betriebs informieren über den augenblicklichen Zustand der Isolation und geben darüber hinaus auch Aufschluss über die verbleibende Lebenserwartung und Zuverlässigkeit der Betriebsmittel unter den gegebenen Betriebsbedingungen. Damit man zu aussagekräftigen Ergebnissen kommt, müssen signifikante Prüfungen durchgeführt werden, die auf allgemein anerkannten, standardisierten Methoden basieren. In welcher Häufigkeit die Prüfungen durchgeführt werden sollen, ist ein Thema, das zwischen den Herstellern und Betreibern zu diskutieren ist.

Das Oel-Papierdielektrikum gilt als traditionell gut vertrautes Isolationssystem mit erprobten chemisch/physikalischen Diagnosemethoden wie Feuchtigkeitsmessung und Analyse der im Oel gelösten Gase oder den auf elektrischen Messungen basierenden Diagnosemethoden wie Isolationswiderstands-, Kapazitäts- und Verlustwinkelmessung. Diese Diagnosemethoden sind weitgehend standardisiert.

Neuere Methoden sind die HPLC Analyse (Flüssigkeits-Chromatografie der Isolierflüssigkeit) zur Untersuchung des Zellulosenabbaus und damit Alterungszustands der Isolation und die RV Methode (Recovery Voltage Methode), die mit Hilfe von elektrischen Polarisationspektren, die sich mit der Papierfeuchte und zunehmenden polaren Abbauprodukten in der Isolation verändern, den Alterungszustand des Isolationssystems erfassen. Auch die Methoden zur Überwachung der Betriebsmittel durch Teilentladungsmessung im Feld haben in den letzten Jahren zu beachtlichen Erfolgen geführt.

Es wird eine kurze Zusammenfassung der empfohlenen Diagnosemethoden und Aussagen hinsichtlich der Zuverlässigkeit des Isolationssystems bei Messwandlern und Durchführungen gegeben.

Messwandler

Kontinuierliche Diagnoseverfahren sind bei Messwandlern sicherlich aufgrund des noch verhältnismässig hohen Aufwands nicht gerechtfertigt. Ein Wartungsprogramm sollte zwischen Betreibern und Herstellern abgesprochen werden, dass sich nach dem Alter und den Ereignissen in unmittelbarer Umgebung des Wandlers richten muss. Die Betriebskontrollen bestimmter Eigenschaftsmerkmale sind einmal während der Garantiezeit und im Abstand von jeweils 6 Jahren im Normalfall zu empfehlen. Nach dem Erkennen einer Beeinträchtigung sind die Intervalle entsprechend zu verkürzen und bei Fortbestand der Beeinträchtigung ist der Wandler ausser Betrieb zu nehmen. Nach 25 - 30jähriger Betriebsdauer sollten die Intervalle generell verkürzt und je nach Messresultat an einen Austausch der Wandler gedacht werden.

Für eine Beurteilung der Wandlerisolation werden die folgenden Betriebsprüfungen empfohlen. Die angegebenen Werte sind als Vorschlag zu verstehen, der in eine Arbeitsgruppe des Technischen Komitees 38 eingebracht werden soll, die sich mit dieser Problematik befassen wird.

- Visuelle Kontrolle monatlich des Expansionssystems
der Dichtigkeit der Gehäuse
der Korrosion
der Erdung
- Messung von C und $\tan\delta$ der Isolation nach jeweils 6 Jahren mit 2 - 10 kV Messspannung. Werte über 0,8% gelten als suspekt, die Kontrollintervalle müssen auf 1 Jahr herabgesetzt werden. Bei 1,2% ist der Wandler ausser Betrieb zu nehmen und zu ersetzen.
- Analyse der im Öl gelösten Gase einmal in der Garantiezeit und im Abstand von 6 Jahren im Normalfall. Sicherheitschecks nach elektrischen Überbeanspruchungen (Erhöhte Nennspannung über Nennspannungsfaktor, nach Erdschlüssen an benachbarten Phasen, nach sekundär Kurzschlüssen von Spannungswandlern) oder bei unterschiedlichen Balgausdehnungen der 3 Phasen. Folgende Tabelle zeigt in Zeile 1 Normalwerte von Gasgehalten und Zeile 2 Werte, die zur sofortigen Entfernung führen müssen.

Gas [ppm]	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
Normalwerte Metall 1)	300	30	4	25	2	330	900
Gummi 1)	20	30	4	25	2	330	900
Aus dem Betrieb sofort entfernen	>1000	>200	>200	>300	>10	>1000	>2000

1) Abschlussystem

- Weitere chemisch / physikalische und elektrische Prüfungen, wie Feuchtigkeitsbestimmung und $\tan\delta$ -Messungen des Isolieröls und neuerdings auch HPLC sind zusätzliche Informationen, die zur gesamten Beurteilung des Isolationssystems nützlich sind. Die Beurteilung der Ergebnisse dieser Messungen sind nicht unproblematisch, u.a aus Gründen der Einflüsse bei der Probeentnahme und der Temperaturdifferenz der Messprobe zwischen Probeentnahme und Messung. Bei abnormen Messergebnissen und Unsicherheiten sollte die Beurteilung, um Fehlschlüsse zu vermeiden, mit dem Hersteller zusammen vorgenommen werden.
- Die Teilenladungsmessung im Feld an Wandlern ist durchaus möglich aber noch unverhältnismässig aufwendig, eine TE Diagnose ist ebenfalls an Hand einer Gasanalyse möglich. Die oben erwähnte RV Methode wird zur Zeit an Wandlern geprüft, sodass zu der Wertung dieser Methode noch keine Aussage gemacht werden soll.

Durchführungen

Durchführungen sind zwar eigenständige Bauelemente und bei kontinuierlichen Diagnoseverfahren an einem Transformator ein Teil des Systems und damit einbezogen. Für sich selbst betrachtet ist jedoch eine Überwachung von Durchführungen empfehlenswert, bedenkt man den Folgeschaden bei einem Defekt der Durchführung. Die Intervalle für Betriebskontrollen richten sich nach den Intervallen der Betriebskontrollen am Transformator. Durchführungen, die typische Normalwerte überschreiten, sollten sofort ausgewechselt werden und gegebenenfalls separat näher untersucht werden.

Für eine Beurteilung der Durchführungsisolation mit Stickstoffabschluss werden folgende Betriebsprüfungen empfohlen:

- Visuelle Kontrolle monatlich des Ölstandes
Öldichtigkeit
- Messung von C und $\tan\delta$ der Isolation mit 2 - 10 kV Messspannung vor der Inbetriebnahme des Transformators als Basis und anschliessend entsprechend den Intervallen der Betriebskontrollen am Transformator. Zunahme der Kapazität von über 5% oder Werte des $\tan\delta$ von über 0,8% gelten als suspekt. Die Durchführung ist auszuwechseln und weiter separat zur Beurteilung der Isolation zu untersuchen, wenn die Kapazitätswerte über 10% zugenommen haben oder der $\tan\delta$ grösser 1,2% gemessen wurde.
- Analyse der im Öl gelösten Gase spätestens nach einem Verdacht der Beeinträchtigung des Dielektrikums. Sicherheitschecks nach elektrischen Überbeanspruchungen (z.B. nach einem Defekt im Transformator). Folgende Tabelle zeigt in Zeile 1 Normalwerte von Gasgehalten. Die Werte basieren auf der Untersuchung einer Arbeitsgruppe des TC 36A. Werte wie in Zeile 2 der Tabelle sollten zur sofortigen Entfernung der Durchführung aus dem Betrieb führen.

Gas [ppm]	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂
Normalwerte	140	40	30	70	2	1000	3400
Aus dem Betrieb sofort entfernen	>1000	>200	>200	>300	>10	>1000	>2000

- Weitere chemisch / physikalische und elektrische Prüfungen, wie Feuchtigkeitsbestimmung und $\tan\delta$ -Messungen des Isolieröls und neuerdings auch HPLC sind zusätzliche Informationen, die zur gesamten Beurteilung des Isolationssystems nützlich sind. Es gelten die gleichen Bemerkungen wie bei den Wandlern. Bei abnormen Messergebnissen und Unsicherheiten sollte die Beurteilung, um Fehlschlüsse zu vermeiden, mit dem Hersteller zusammen vorgenommen werden.

Zur Beurteilung der Betriebsmittel während des Betriebes erhalten die Betreiber mit dem Abnahmeprotokoll im allgemeinen die Isolationswiderstände, die Kapazitätswerte und $\tan\delta$ -Werte des neuen Gerätes. Es ist empfehlenswert, dass der Betreiber auch eine Gasanalyse der im Öl gelösten Gase des neuen Betriebsmittels anfordert. Damit hat er die Basis für den Vergleich zu den Messungen während der Betriebszeit.

Teilnehmerliste

Name	Vorname	Firma	Adresse
Affolter	Jean-François	EINEV	1400 Yverdon
Amrein	Franz	CKW	6002 Luzern
Aschwanden, Dr.	Thomas	FKH	8044 Zürich
Azzalini	Walter	SI de Bagnes	1934 Le Châble
Badoux	Daniel	EOS	1000 Lausanne
Bärtschi	Walter	BKW	3000 Bern 25
Bauer	Thomas	TB Weinfelden	8570 Weinfelden
Bieler, Dr.	Kaspar	ATEL	4601 Olten
Bleiker	Ueli	KW Zervreila	7405 Rothenbrunnen
Bossart	Werner	EW Altdorf	6460 Altdorf
Brantschen	Florian	EOS	1951 Sion
Bräunlich, Dr.	Reinhold	FKH	8044 Zürich
Bregy	Alain	WEG	3930 Visp
Breitenbauch	Bernd	Bayernwerk	D-80335 München
Burgert	Andreas	FKH	8044 Zürich
Chatelain	Michel	ESTI	8320 Fehraltorf
Conrad	Guido	KW Hinterrhein	7430 Thusis
Da Silva	Humberto A.P.	FKH	8044 Zürich
Darioli	François	SI Sion	1950 Sion
Der Houhanessian	Vahe	ETH	8092 Zürich
Deschwanden	Toni	FKH	8044 Zürich
Domenig	Rolf	ABB	8050 Zürich
Dutoit	Jacques	ENSA	2035 Corcelles
Fankhauser	Adolf	EKZ	8022 Zürich
Fasel	Nicolas	CFF	1904 Vernayaz
Felley	Olivier	SI Sion	1950 Sion
Fischer	Hans	KW Hinterrhein	7430 Thusis
Flückiger	Rudolf	ATEL	4601 Olten
Frei	Karl	Micafil	8048 Zürich
Frei	Reinhard	St.W. Zofingen	4800 Zofingen
Fuhr, Dr.	Jitka	ABB Sécheron	1211 Genève 2
Gapany	Nicolas	EOS	1951 Sion
Gasser	HansPeter	Weidmann	8640 Rapperswil
Georgy	Bernard	EW Kt. Thurgau	9320 Arbon
Ghielmini	Damiano	AIL	6900 Lugano
Goldstein, Dr.	Alexander		5408 Ennetbaden
Gonzalez	Manuel	ENSA	2035 Corcelles
Gysi	Rudolf	NOK	5401 Baden

Haas	Walter	EWZ	8050 Zürich
Haesler	Adrian	KWO	3862 Innertkirchen
Hälgi	Robert	Engadiner KW	7530 Zernez
Hässig	Martin	FKH	8044 Zürich
Heizmann, Dr.	Thomas	FKH	8044 Zürich
Hitz, Dr.	Arthur		5610 Wohlen 2
Hotz	Ernst	BKW	3000 Bern 25
Imboden	Beat	Rhonewerke	3965 Chippis
Jaeggi	Franz	ATEL	4601 Olten
Jäggi	Peter	BKW	3000 Bern 25
Jenni	Rolf	Rauscher u. Stoecklin	4450 Sissach
Karius, Dr.	Volker	Haefely	4028 Basel
Keller	Willy	IBA	5001 Aarau
Knab, Dr.	H. J.	ABB	5401 Baden
Krauss	Helmut	FKH	8044 Zürich
Krummen	Bernard	SEL	1000 Lausanne 9
Lehner	Markus	EWZ	8050 Zürich
Leibfried	Thomas	Siemens	D-90461 Nürnberg
Lenzinger	Jörg	Rauscher u. Stoecklin	4450 Sissach
Lloret	Dominique	Electricité d'Emosson	1920 Martigny
Lorin	Pierre	ABB Sécheron	1211 Genève 2
Lucchini	Roberto	Pfiffner	5042 Hirschthal
Lüscher	Samuel	VAREG	8050 Zürich
Malacrida	Beat	EWZ	8050 Zürich
Marti	Roland	FKH	8044 Zürich
Martinelli	Antonio	EWZ	8050 Zürich
Mathis	Peter	SBB	3052 Zollikofen
Menzi	Hans-Rudolf	EW Kt. Thurgau	9320 Arbon
Michel	Heinz	BKW	3000 Bern 25
Mohaupt	Peter	Haefely	4028 Basel
Morand	Pascal	WEG	3930 Visp
Morel	Jean-François	Cie. Vaud. d'El.	1110 Morges
Moser	Willy	SEL	1000 Lausanne 9
Müller	André	GB Belp	3123 Belp
Müller	Guido	EW Azmoos	9478 Azmoos
Müller	Hans-Peter	IBA	5001 Aarau
Müller	René	KKW Gösgen	4658 Däniken
Novak	Ivan	St.B. Olten	4603 Olten
Peter	Jäggi	BKW	3000 Bern 25
Pfanzelter	Nicolas	NNH Equipement	1025 St. Sulpice VD
Piemontesi	Marco	ETH	8092 Zürich
Porcellato	Walter	ABB	1217 Meyrin

Rais	Gustav	VSE	8023 Zürich
Renner	Gustavo	AGEA	4557 Derendingen
Richt	Norbert	FKH	8044 Zürich
Rieder	Hans	KW Ryb.-Schw.	4310 Rheinfelden
Rütschi	Heidi	FKH	8044 Zürich
Savary	Etienne	Condis	1728 Rossens
Schatzmann	Heinz	KW Rupperswil-Auenst.	5102 Rupperswil
Schenk	Alain	EPFL	1015 Ecublens
Schmid	Kurt	AGEA	4557 Derendingen
Schmid	Roland	SAK	9220 Bischofszell
Schmid, Dr.	Roland	Dätwyler	6460 Altdorf
Schönenberger	Hans	GW Zollikon	8702 Zollikon
Schönenberger	Mario	NOK	5401 Baden
Schwab, Dr.	Fred	ATEL	4601 Olten
Seiler	Kurt	F.M. de Mauvoisin	1951 Sion
Socchi	Diego	EA	8200 Schaffhausen
Sonderegger	Gallus	NOK	5401 Baden
Stieger, Dr.	Hans-Rudolf	Micafil	8048 Zürich
Störchli	Arnold	EW St. Schaffhausen	8201 Schaffhausen
Storf	Günther	FKH	8044 Zürich
Sudan	André	EEF	1700 Fribourg
Tache	André	SEL	1000 Lausanne 9
Troxler	Bernhard	CKW	6002 Luzern
Uebelhart	Hans Rudolf	AEW	5001 Aarau
Vögeli	Rolf	AEK	4502 Solothurn
Walde	Beat	EGL	5080 Laufenburg
Weber	Hans-Jürg	ETH	8092 Zürich
Wimmer, Dr.	Wolfgang	ABB	5401 Baden
Zahnd	Eddy	Usine de l'Orbe	1350 Orbe
Zic	Zoran	Micafil	8048 Zürich
Zimmermann, Dr.	Heinrich	ATEL	4601 Olten