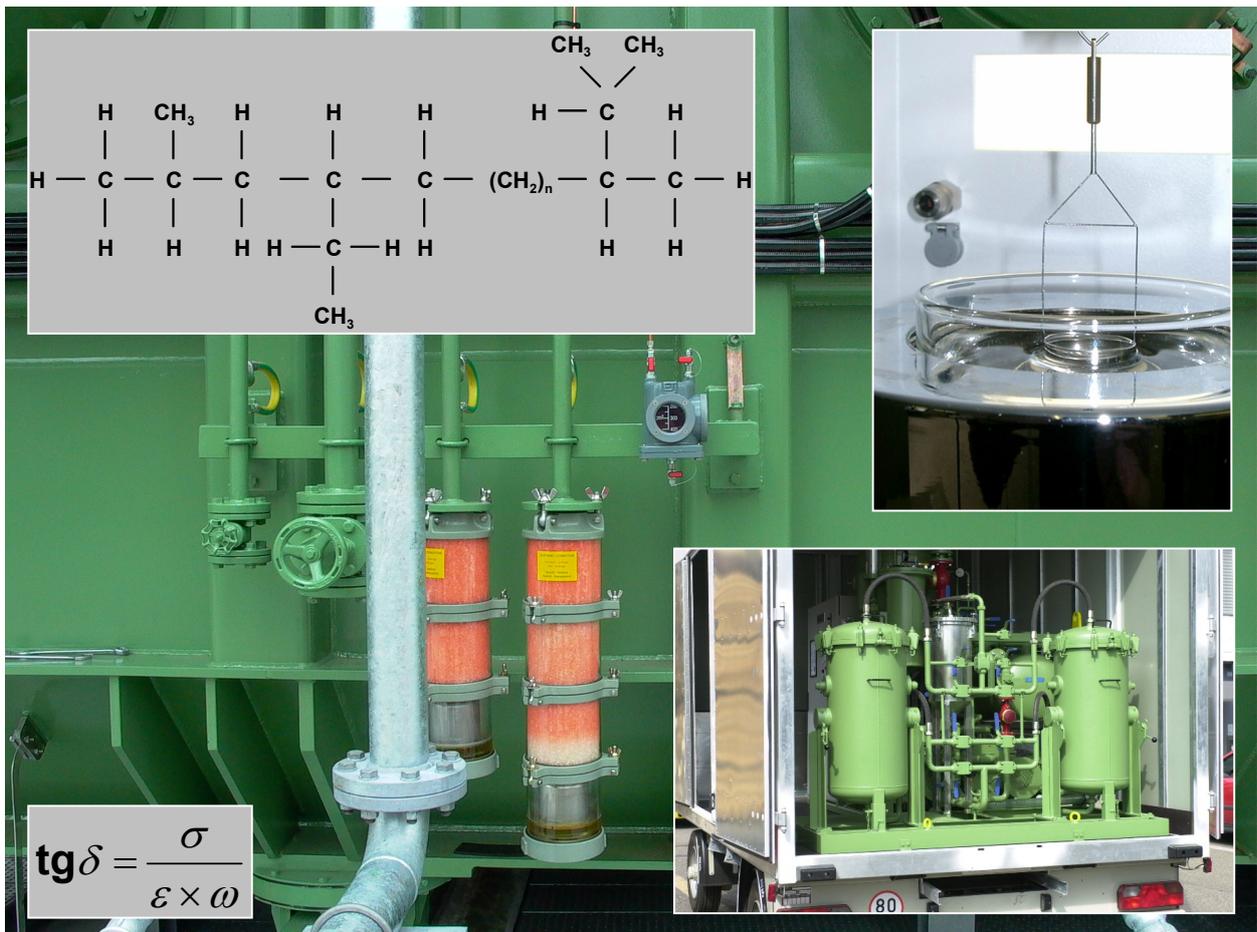


**FKH - / VSE – Fachtagung
14. November 2007
Aula, HSR Hochschule für Technik Rapperswil**

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme



VSE-Druckschrift 8.03 d

**FKH - / VSE – Fachtagung
14. November 2007
Aula, HSR Hochschule für Technik Rapperswil**

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Veranstalter:

*Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH
Voltastrasse 9
8044 Zürich*



*Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
5001 Aarau*



VSE-Druckschrift 8.03 d

FKH - / VSE – Fachtagung
14. November 2007
Aula, HSR Hochschule für Technik Rapperswil

Vorwort zur Tagung

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen sind für viele elektrische Betriebsmittel immer noch von zentraler Bedeutung. Für Leistungstransformatoren stellen sie seit über hundert Jahren das meistverwendete Isolationssystem dar.

Die Vorteile ölimprägnierter Isolationssysteme sind vielfältig. Verantwortlich für die weite Verbreitung dieses klassischen Isolationssystems sind in erster Linie die sich ergänzenden Eigenschaften der Isolierflüssigkeit (meist Isolieröl auf Mineralölbasis) und der aus organischen Fasern bestehenden Feststoffmatrix (am häufigsten Zellulose). Ausserdem haben laufende Fortschritte bei der Herstellung und beim Design von ölimprägnierten Isolationssystemen in den betreffenden Apparaten zu einer hohen Zuverlässigkeit beigetragen. Ein entscheidender Vorteil ölimprägnierter Isolationssysteme ist die wirksame Selbstregenerierfähigkeit. Die notwendige Isolationsfestigkeit der damit isolierten Apparate kann während der langen Lebensdauer durch gezielte Instandhaltungsmassnahmen wirksam unterstützt werden. Von wachsender Bedeutung sind differenzierte chemische und elektrische Diagnosemethoden zur Zustandsbeurteilung von ölimprägnierten Isolationssystemen. In vielen Anwendungen dient das Öl nicht nur als Isolierstoff, sondern auch als Kühlmittel.

Die Tagung gewährt einen Überblick über die mannigfaltigen Aspekte des genannten Isolationssystems, welche beim Betrieb von Hochspannungsbetriebsmitteln von Bedeutung sind. Ergänzend dazu wird auch auf alternative Isolierflüssigkeiten eingegangen, welche bei neuen Anwendungen mit erhöhten Anforderungsprofilen Vorteile bieten können.

Die Schwerpunkte der Tagung bilden folgende Aspekte von ölimprägnierten Isolationen:

- Physikalische und chemische Eigenschaften
- Herstellung und Qualitätssicherung
- Alterungsverhalten und chemische Verträglichkeitsfragen
- Diagnosemethoden für die Zustandsbeurteilung
- Praxis der Instandhaltung

Dr. Thomas Aschwanden
Tagungsleiter und Präsident der FKH

Dr. Reinhold Bräunlich
Geschäftsleiter der FKH

Tagungsprogramm

Datum: Mittwoch, 14. November 2007, Beginn 09⁰⁰

Ort: Aula, HSR Hochschule für Technik, Rapperswil

Titel: **Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme**

Tagungsleitung: Dr. Thomas Aschwanden, KWO

	Titel / Inhalt	Referent
09 ⁰⁰ -09 ¹⁵	Begrüssung, Einführung in das Tagungsthema	Dr. Thomas Aschwanden, KWO Kraftwerke Oberhasli AG, Innertkirchen
09 ¹⁵ -10 ⁰⁰	Zellulose und Mineralöl: Die (fast) perfekte Hochspannungs- isolation	Christoph Krause, Weidmann Electrical Technology AG, Rapperswil
10 ⁰⁰ -10 ²⁰	Zur Instandhaltung ölisolierter Apparate, Praxis der NOK	Martin Hässig, NOK Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden
10 ²⁰ -10 ⁵⁰	Kaffeepause	
10 ⁵⁰ -11 ²⁰	Die Alterung des Isolieröls in dielektrisch-chemischer Sicht	Dr. Hans-Josef Knab, FKH Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich
11 ²⁰ -11 ⁵⁰	Verfeinerte Test- und Herstellungsmethoden als Folge verschärfter Anforderungen an das Isolieröl	Helene Odelius, Nynas Naphthenics AB, Nynäshamn
11 ⁵⁰ -12 ²⁰	Bewertung von potentiell korrosivem Schwefel in Elektro- Isolierölen	Dr. Volker Null, Shell Global Solutions GmbH, Hamburg
12 ²⁰ -12 ⁵⁰	Esterflüssigkeiten als Kühl- und Isoliermedien für Transfor- matoren	Lutz Waldig, IsoEst Handelsvertretung GbR, Hamburg
12 ⁵⁰ -14 ¹⁵	Mittagessen	
14 ¹⁵ -14 ⁴⁵	Aktuelle Themen der CIGRE auf dem Gebiet der Transformatoren	Pierre Boss, Chairman Cigré SC A2, Transformatoren, ABB Sécheron SA, Genf
14 ⁴⁵ -15 ¹⁵	Ölspezifikationen – Zeit für eine kritische Betrachtung	Dr. Ivanka Atanasova-Höhlein, Siemens AG, Nürnberg
15 ¹⁵ -15 ⁴⁵	Vor-Ort-Regenerierung von Isolierölen mit Fullererde	Paul Köstinger, ABB Sécheron SA, Genf
15 ⁴⁵ -16 ¹⁵	Diskussion	Dr. Thomas Aschwanden, KWO Kraftwerke Oberhasli AG, Innertkirchen
16 ¹⁵	Apéro	

Ende der Veranstaltung ca. 17⁰⁰

Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Zellulose und Mineralöl: Die (fast) perfekte Hochspannungsisolation Christoph Krause, Weidmann Electrical Technology AG, Rapperswil	1
Zur Instandhaltung ölisolierter Apparate, Praxis der NOK Martin Hässig, NOK Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden	11
Die Alterung des Isolieröls in dielektrisch-chemischer Sicht Dr. Hans-Josef Knab, FKH Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich	21
Verfeinerte Test- und Herstellungsmethoden als Folge verschärfter Anforderungen an das Isolieröl Helene Odelius, Nynas Naphthenics AB, Nynäshamn	31
Bewertung von potentiell korrosivem Schwefel in Elektro-Isolierölen Dr. Volker Null, Shell Global Solutions GmbH, Hamburg	45
Esterflüssigkeiten als Kühl- und Isoliermedien für Transformatoren Lutz Waldig, IsoEst Handelsvertretung GbR, Hamburg	57
Aktuelle Themen der CIGRE auf dem Gebiet der Transformatoren Pierre Boss, Chairman Cigré SC A2, Transformatoren, ABB Sécheron SA, Genf	73
Ölspezifikationen – eine kritische Betrachtung Dr. Ivanka Atanasova-Höhlein, Siemens AG, Nürnberg	81
Vor-Ort-Regenerierung von Isolierölen mit Fullererde Paul Köstinger, ABB Sécheron SA, Genf	91
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen	103
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen	107
Referentenadressen	111
Notizen	113

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Zellulose und Mineralöl: Die (fast) perfekte Hochspannungsisolation

Christoph Krause

WEIDMANN Electrical Technology AG, Rapperswil

- 1981 Dipl. El. Ing. ETH
- 1981 – 1982 Université Laval, Québec, Kanada: Assistentenstelle
- 1982 – 1989 BBC (ABB) Hochspannungslabor, Baden: Entwicklung Metalloxid-Ableiter
- 1989 – 2007 WEIDMANN, Rapperswil: Technologie (F&E, Technik/Konstruktion, Labors, Studien)

Zellulose und Mineralöl: Die (fast) perfekte Hochspannungsisololation

Christoph Krause

WEIDMANN Electrical Technology, Rapperswil

1. Einleitung

Man zählte das Jahr 1884, als der erste Transformator mit geschlossenem Kern hergestellt wurde. Abraham Ganz aus Embrach war nach der Eisengiesser-Lehre bei Escher-Wyss in Zürich ausgewandert und hatte in Budapest eine Eisenhütte gegründet, wo dieser Trafo später konstruiert und gebaut wurde, Fig. 1. Patente wurden durch die Konstrukteure Zipernowsky, Déry und Bláthy 1885 und fast gleichzeitig in den USA durch William Stanley 1886 (Westinghouse) eingereicht, Fig. 2. Schon viel früher, nämlich 1836, wurde erstmals über die guten Isoliereigenschaften von Papier im getrockneten Zustand durch Michael Faraday berichtet, der an der "Royal Institution" Experimente mit metergrossen Papierflächen durchführte.

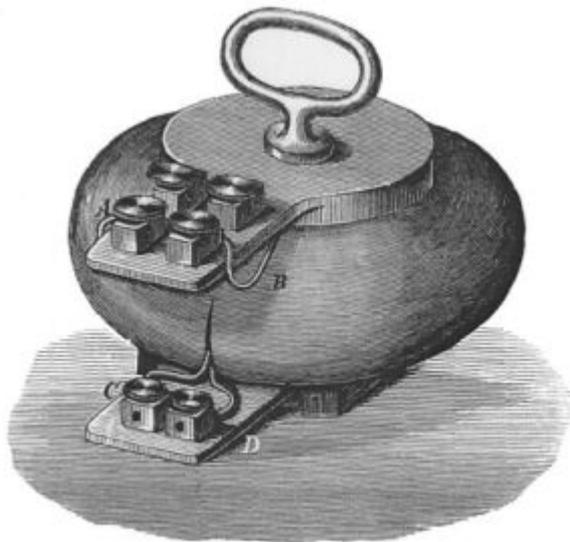


Fig. 1 Erster Transformator mit geschlossenem Kern. Firma GANZ, Budapest 1884

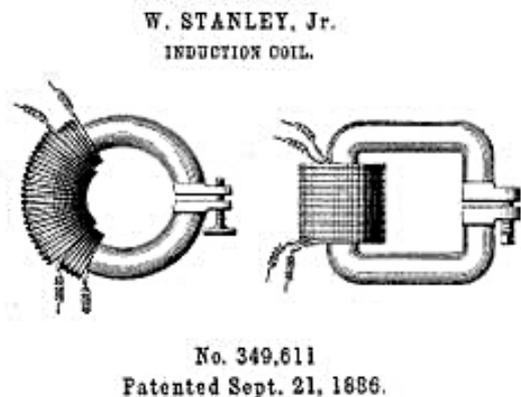


Fig. 2 Patentzeichnung von W. Stanley (WESTINGHOUSE), Pittsburgh, 1886

Noch früher, bereits 1799, liess sich der Franzose Nicholas Louis Robert ein Patent zur maschinellen Herstellung von Papier als endloses Produkt eintragen. Im Wesentlichen bestand die damalige Papiermaschine genau wie die heutigen aus vier Teilen: dem Nassteil, der Presse, dem Trockner und dem Kaland, Fig. 3. Im Unterschied dazu kann Pappe, resp. der elektrische Isolierpressspan "Transformerboard"¹⁾ nicht im Endlosverfahren hergestellt werden. Die Dicke von bis zu 8 mm verunmöglicht den kon-

¹⁾ Transformerboard: Markenname der Firma WEIDMANN

tinuierlichen Prozess, Fig. 4. Stattdessen wird der Nassstoff bis zur vorgesehenen Dicke auf der Formatwalze aufgerollt, dann mit dem Messer getrennt und anschliessend als Nassbogen gepresst und getrocknet [1].

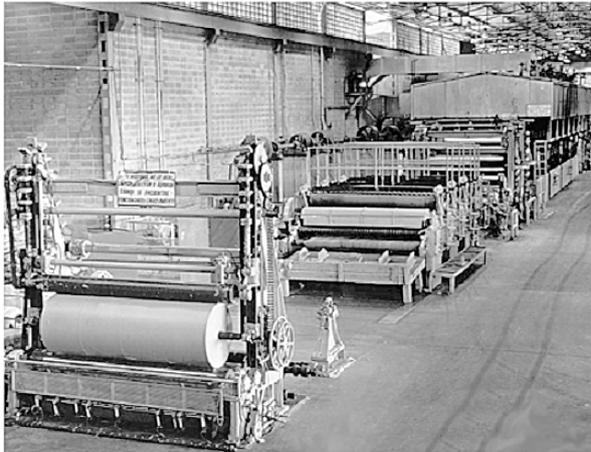


Fig. 3 Fourdrinier-Maschine zur Herstellung von Papier im Endlos-Prozess, patentiert 1799 durch N.L. Robert, Essones (Frankreich). Bild [2]

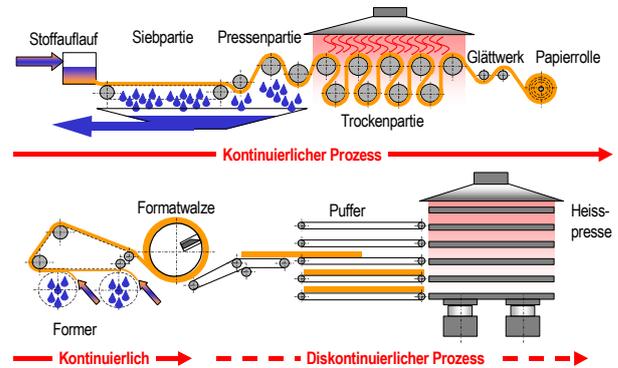


Fig. 4 Schematische Darstellung der Endlos-Herstellung von Papier (oben) und von Pressspan als diskontinuierlicher Prozess (unten)

Pressspan für den Bau elektrischer Apparate, insbesondere für ölgekühlte Leistungstransformatoren gibt es im Grossformat bis zu 6.3×3.2 m und in Dicken bis 8 mm. Die Dichte variiert je nach Herstellprozess von 0.9 bis 1.25 g/cm^3 . Als verklebter Blockspan werden Tafeln bis 120 mm Dicke hergestellt.

2. Elektrische Dimensionierung der Isolation von Leistungstransformatoren - Grundlagen

Grundsätzlich haben wir zu unterscheiden zwischen der Vollisolation (ölprägnierter Papierwickel, "Weichpapierisolation") und der Öl-/Barrieren-Isolation. Während erstere vor allem bei Wandlern und Durchführungen angewendet wird, hat sich letztere beim Bau von Leistungstransformatoren weltweit durchgesetzt: Die hervorragende Formstabilität der modernen Isolierteile aus Transformerboard lassen die Ausbildung von Kühlkanälen im Aktivteil zu, so dass sich grössere Leistungsdichten und somit grössere Nennleistungen bei gleichen Abmessungen und Gewichten der Transformatoren entwickeln liessen. Weil die elektrische Festigkeit von Isolieröl kleiner als die von Board ist, konzentriert sich der Trafoberechner vor allem auf die Beherrschung der Ölspalte. Die Trafoindustrie verwendet für die Dimensionierung sog. Kennlinien, häufig auch Ölkurven genannt. In Fig. 5 sind als Beispiel die Kappeler Kurven [3] in ihrer Anwendung als Design-Kennlinien abgebildet. Sie zeigen die elektrische Festigkeit als Funktion des Ölspaltes; die Zunahme der Festigkeit mit abnehmendem Abstand ist ausgeprägt. Während die Hauptisolation (zwischen Unter- und Oberspannung) ein schwach inhomogenes, zylindrisches Feld aufbaut und deshalb praktisch mit dem Rechenschieber dimensioniert werden kann, sind die Übergänge unter dem Joch ("Enddistanz") kompliziertere Anordnungen. Heute kommen fast ausnahmslos FEM-Softwarepakete zum Einsatz, um das elektrische Feld und somit die vorkommenden Feldstärken in diesen Zonen zu berechnen, Fig. 6. Die Beherrschung langer Ölrecken und der Umgang mit entlang den Feldlinien veränderlichen Feldstärken stellt eine besondere Schwierigkeit

dar: zum einen gibt es auch heute noch keine geschlossene, physikalische Theorie über den Zünd- resp. Endlademechanismus von Ölen, zum anderen streut die Festigkeit im Vergleich zur Luft- oder Gasisolation ausserordentlich. Bei häufiger Wiederholung des gleichen Experimentes beträgt der Minimalwert einer ölsolierten Anordnung häufig weniger als 50 % des Maximalwertes. Selbstverständlich sind nur Konzepte mit sehr kleiner TE-Einsatz- resp. Durchschlagswahrscheinlichkeit von technischem Interesse. Bei veränderlichem Feldstärkeverlauf wird häufig der Ansatz einer Integrierung über die Feldlinie gemacht [4].

Für die Auslegung von zuverlässigen Grosstrafo-Isolationen sind folgende Parameter massgebend: (a) Spannungsbeanspruchung (AC, DC, Impulsformen), (b) Beanspruchungszeiten, (c) beanspruchte Volumina, (d) Grenzflächen Öl-Zellulose ("creep"), (e) inhomogene Felder – evtl. sind 3-dimensionale Berechnungen notwendig, (f) Ölqualität (Wasser-, Gas- und Partikelgehalt), (g) Fertigungstechnologien und -qualität in der Trafofabrik (geometrische Toleranzen, Sauberkeit, Klima, Trocknung).

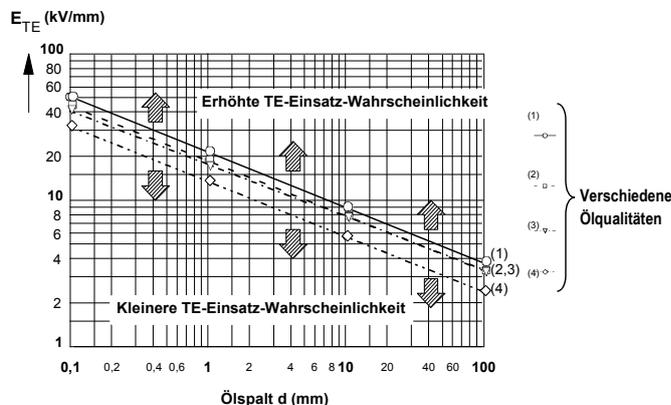


Fig. 5 Design-Kennlinien für Transformatoröl. Die Kurven stellen maximale Feldstärken (U_p 1min kV_{eff}) mit sehr kleiner TE-Einsatz-Wahrscheinlichkeit dar, [5].

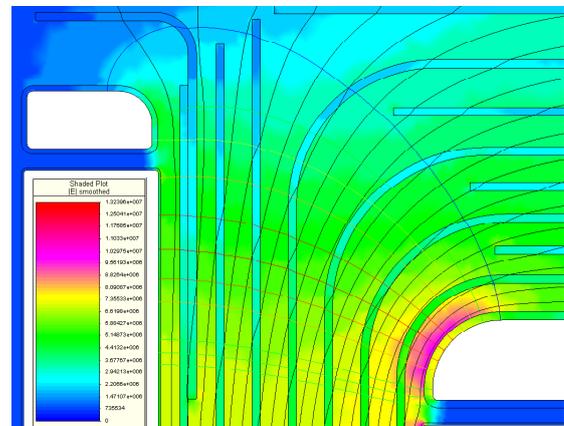


Fig. 6 Feldbild einer Enddistanz, berechnet mit Finite-Elemente-Methode (FEM). Zonen mit erhöhter Feldstärke sind rot/gelb eingefärbt.

3. Behandlung der Isolation vor der Inbetriebnahme des Transformators – Wicklungspressung, Trocknung, Imprägnierung

Dem Naturprodukt Transformerboard sind trotz grosser Dichte Grenzen bezüglich mechanischer Belastung gesetzt. Bei massiver Druckbelastung findet eine gewisse plastische Verformung statt. Dies stellt eine Schwierigkeit dar, denn die Wicklungen sollen stets fest verspannt sein, damit sie beim Auftreten eines Kurzschlusses im Netz und unter den dadurch verursachten Kurzschlusskräften sich nicht verschieben oder deformieren und als Konsequenz elektrisch/mechanisch versagen.

Durch spezielle Druckbehandlung der Spulen können Wicklungen jedoch ausreichend stabilisiert werden, so dass sie auch grossen Kurzschlusskräften standhalten. Das beste Kompressionsverhalten wird erreicht, wenn die Spulen unter konstanter Pressung (vor-)getrocknet werden [6]. Alternativ können Spulen auch vor und nach dem Vortrocknen gepresst werden.

Nach vollständiger Trocknung des Aktivteils, heute üblicherweise mit Solventdampf-Trocknung, erfolgt die Ölprägnierung unter Vakuum. In diesem Zusammenhang wird gelegentlich gefragt, ob der Pressdruck dadurch konstant bleibt oder sich ändert. Dazu

liegen seit kürzerem neue experimentelle Erkenntnisse vor [7,8]. Wie sich herausstellte, wird dieser Vorgang durch unterschiedliche Wärmeausdehnungskoeffizienten der beteiligten Materialien (Kupfer, Stahl, Pressspan) beeinflusst. Anhand von Versuchen mit kleinen Scheibenspulenmodellen, vgl. Fig. 7, wurde gezeigt, dass je nach Temperaturdifferenz Wicklung-Öl vor der Imprägnierung der Pressdruck konstant bleibt, oder zu resp. abnimmt, Fig. 8.

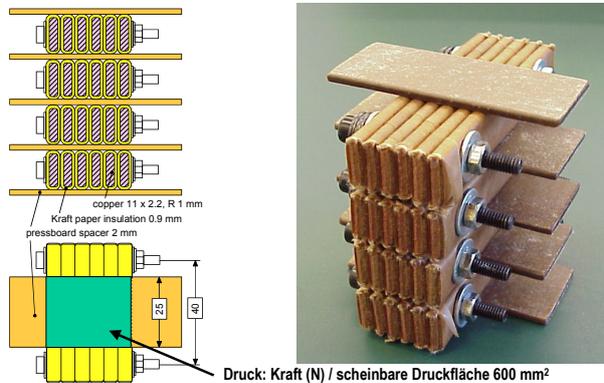


Fig. 7 Modell einer Scheibenspule zur Untersuchung des Pressdrucks während des Imprägniervorgangs.

	Wicklungstemperatur vor der Imprägnierung	Öltemperatur vor der Imprägnierung	Wicklungsdruck
(1)	20°C	20°C	→
(2)	80°C	20°C	↘
(3)	20°C	80°C	↗
(4)	80°C	80°C	→

Fig. 8 Tendenz des Wicklungsdruckes während und nach der Imprägnierung. Der Druck ändert entsprechend den unterschiedlichen Wärmeausdehnungskoeffizienten.

Als Schlussfolgerung ergibt sich, dass die Temperatur beim Einstellen der Wicklungspressung zu berücksichtigen ist, und dass im Betrieb die Presskraft wegen Temperaturbewegungen kontinuierlich schwankt und demzufolge nur zufällig exakt dem Wert entspricht, für den die Wicklung dimensioniert worden ist.

4. Alterungseffekte: Veränderung der mechanischen Eigenschaften, Fragen zur Lebensdauer

Wie jedes Naturprodukt unterliegen auch die Isolierstoffe aus Zellulose einem Alterungsprozess; sie altern je nach Betriebsbedingungen mehr oder weniger schnell. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um einen kontinuierlichen Abbau (Verkürzung) der Zellulose-Moleküle [9]. Zur Bestimmung des Alterungszustandes wird häufig der Polymerisationsgrad angegeben: DP (von "Degree of Polymerization"). Er ist proportional zur durchschnittlichen Moleküllänge der Zellulose. Der DP von neuem Pressspan und Papier beträgt etwa 1200, derjenige von vollständig gealtertem etwa 200 (Lebensende), Fig. 9. Durch den Abbau der Zellulose findet eine fortschreitende mechanische Schwächung der Zellulosefasern statt, Fig. 10. Die wichtigsten Abbauprodukte, die sich im Transformator bilden, sind CO₂, H₂O, Furane, Schlamm. Der Alterungsvorgang hat Auswirkungen auf die Wicklungspressung, wobei sowohl eine Abnahme (Abbau der Zellulose), als auch eine Zunahme (Anstieg der Feuchtigkeit mit Schwellung der Isolation) möglich ist. Eine Prognose bezüglich eines bestimmten Trafos im Betrieb ist heute kaum möglich wegen der Vielzahl der beeinflussenden Parameter: Design, Last, Konservatorsystem, Umgebungsbedingungen, Unterhalt, Zeit, usw.

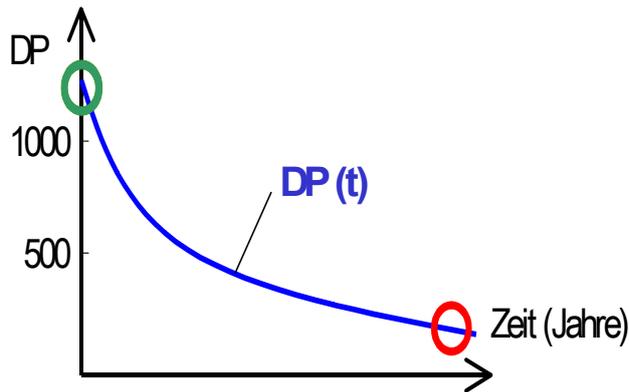


Fig. 9 Verlauf des Polymerisationsgrads DP über die Zeit. Fabrikneue Zelluloseisolation hat einen DP von etwa 1200, am Lebensende beträgt er nur noch etwa 200.

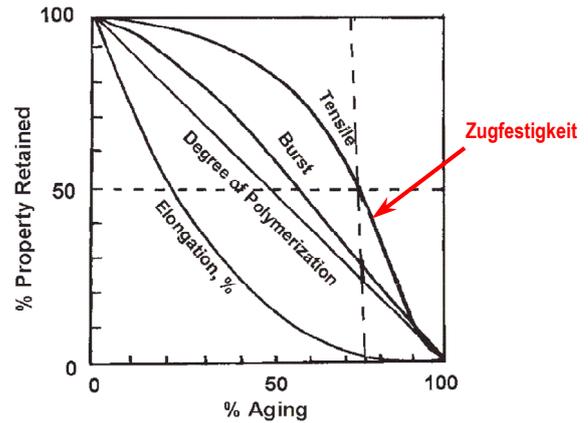


Fig. 10 Zusammenhang zwischen DP ("Degree of Polymerization") und mechanischen Eigenschaften [10].

Nähert sich ein Transformator dem Betriebsende, ist die Kenntnis des Zustandes der Isolation, insbesondere des Leiterpapiers am Heisspunkt der Wicklungen ("hot spot") von grossem Interesse: In vielen Fällen bestimmen jene Zonen im Transformator über die verbleibende Lebensdauer. Leider ist die DP-Bestimmung genau jener Zonen fast unmöglich: man müsste den Trafo praktisch demontieren, um Proben zu entnehmen, was in der Praxis kaum möglich ist.

Hingegen lohnt sich fallweise eine detaillierte "post mortem" Analyse von Transformatoren vor deren Verschrottung: Unter vernünftigem Aufwand können die interessierenden Wicklungsteile sorgfältig freigelegt und Feststoffproben entnommen werden. Sie geben präzise Auskunft über den Alterungszustand, und bei guten Kenntnissen der Betriebsbedingungen sind Prognosen über baugleiche Trafos ähnlichen Alters im Netz mit ähnlichen Lastbedingungen durchaus möglich [11].

Interpretation der gelösten Gase nach IEC 60599 2-FAL: 8 ppm

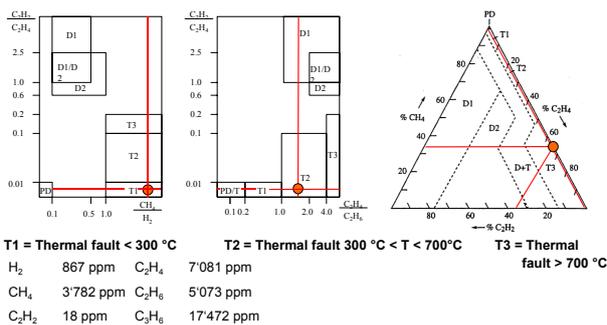


Fig. 11 DGA-Werte eines Trafos kurz vor Ausserbetriebnahme. Die Interpretation deutete auf mehrere thermische Fehlerstellen.

DP-Messungen des gesamten Aktivteils

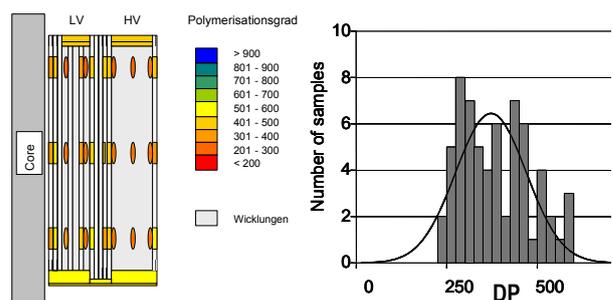


Fig. 12 Das DP-Profil zeigt die weit fortgeschrittene Alterung der Isolation.

Als Beispiel ist hier die Untersuchung eines Transformators angegeben, der wegen beunruhigender Ölwerte (DGA = "Dissolved Gas Analysis", Furane) ausser Betrieb gesetzt worden war [12]. Die DGA-Werte liessen mehrere Interpretationen zu thermischen Fehlern zu, Fig. 11, und tatsächlich wurden sowohl Teilentladungsspuren auf Ringscheiben, als auch überhitzte Kontakte an einem wohl nie bewegten Lastschalter

gefunden. Dutzende von DP-Messungen ergaben ein Profil gemäss Fig. 12. Die breite Streuung der DP-Werte, bei dieser Untersuchung 210 – 580, ist typisch und widerspiegelt die unterschiedlichen Alterungsbedingungen innerhalb des Trafos.

5. Vom high-tech Isoliermaterial aus Zellulose zum zuverlässigen Transformator

Folgende Aufstellung (Tab. 1) zeigt Faktoren bezüglich Materialwahl, Konstruktion, Fertigung, Inbetriebnahme, Unterhalt, die zu einem zuverlässigen Betrieb der Leistungstransformatoren beitragen, aber oftmals zu wenig Beachtung finden.

Tab. 1 Verbesserung der Betriebssicherheit von Leistungstransformatoren

Merkpunkt	Bemerkung
1. Die Leiter sind mit thermostabilisiertem Papier isoliert, die Wärme-/Verlustrechnung jedoch "konventionell".	Das speziell behandelte Papier altert langsamer als konventionelles. Allerdings ergibt sich nur bei gleicher Betriebstemperatur ein Vorteil.
2. Ausschliessliche Verwendung von Pressspanmaterial, das mit hochempfindlichen Detektoren auf Metallpartikelfreiheit geprüft wurde.	Nur 100%-iges "Screening" garantiert einwandfreies Isoliermaterial; somit sind Durchschläge bei der Endprüfung und fortschreitende (Teil-)Entladungen später im Betrieb wegen Verunreinigungen praktisch ausgeschlossen.
3. Nur allseitig gefräste Stäbe und Distanzstücke (brauen- und faserfreie Oberflächen, niederdichte Pressschicht entfernt) werden zum Aufbau der Wicklung verwendet.	Diese speziell behandelten Wicklungsteile bieten bestes mechanisches Verhalten bei Kompression und geben im Unterschied zu gestanzten Distanzstücken kaum Fasern ins Öl ab.
4. Die Hochspannungsausleitungen sind nicht einfach mit Krepppapier umwickelte Leiter und Rohre, sondern sind als Barrierensysteme ausgeführt.	Barrieren ermöglichen kleinere Ölspalte mit erhöhter elektrischer Festigkeit, sie verhindern die Ausbildung langer Faserbrücken und sie stoppen sich ausbreitende Entladungen.
5. Es befindet sich kein Schichtholz im Transformator: Hohlräume (Fournier-Stossstellen) und Bildung von Säuren (Harze).	Die Hohlstellen von Schichtholz verursachen immer wieder Durchschläge. Schichtholz scheidet Säuren aus, was die Alterung von Öl und Papier beschleunigt und die Schlamm Bildung begünstigt.
6. Für die Abschottung von Dom und Lastschalter kommen Faltenbälge und Barrierboards zum Einsatz.	Solche Abtrennungen verhindern die Verschmutzung bei Inbetriebnahme, und sie erleichtern den Unterhalt, weil im Bedarfsfall nur das Öl im Dom resp. im Lastschalterabteil abzulassen ist.
7. Die kritischen Isolierteile sind vor dem Einbau routinemässig auf Dimension, Hohltagigkeit und Fremdeinschlüsse geröntgt.	Nur mittels Röntgenprüfung kann sichergestellt werden, dass keine Über- oder Unterdicken vorliegen, und dass weder Hohlstellen noch Fremdeinschlüsse die elektrische Isolierfunktion gefährden.
8. Die Vorpressung/Vortrocknung der Spulen erfolgt unter konstantem Druck.	Optimal vorgepresste Spulen sind Voraussetzung für gutes Verhalten bei Kurzschlüssen im Netz.
9. Die Trafo-Montage erfolgt in klimatisierter, möglichst trockener Umgebung: Schrumpfprobleme und Sommer-/Winterzyklen sind minimiert.	Je weniger feucht die Isolierteile bei der Fertigung sind, desto kleiner ist der Trocknungsschwund und desto präziser kann gefertigt werden.

Merkpunkt	Bemerkung
10. Der maximale Wassergehalt in den dicken Pressplatten wird nach der Trocknung experimentell überprüft und beträgt < 0.5 %.	Die Alterungsgeschwindigkeit ist feuchteabhängig. Je feuchter die Isolation zu Beginn, desto schneller altert sie. Gewissheit bieten nur Wassergehaltsbestimmungen an beigelegten Mustern.
11. Die Wicklungspresskraft des Aktivteils im abgekühlten Zustand ist experimentell überprüft.	Gut verspannte Wicklungen sind Voraussetzung für Kurzschlussfestigkeit. Die Presskraft heiss verspannter Wicklungen sinkt beim Abkühlen.
12. Die Presskraft im Betrieb wird mit Federpaketen konstant gehalten.	Mittels Federpaketen kann das Lockern der Wicklungen – als Folge fortschreitender Alterung – effektiv verhindert resp. verzögert werden.
13. Bei max. Betriebsspannung sind keine Teilentladungen messbar.	Teilentladungen – auch wenn sie messbar klein sind – im Dauerbetrieb sind unerwünscht, weil sie auf einen Fehler deuten und eine Verschlimmerung über die Jahre nicht ausgeschlossen werden kann.
14. "Fingerprint"-Messungen (PDC/FDS, FRA, DGA) im Neuzustand ermöglichen eine präzisere Analyse im gealterten Zustand.	Stellen sich nach Inbetriebnahme oder Jahre später irgendwelche Probleme ein, können "Neuzustandsmessungen" wertvolle Hinweise zur Fehlereingrenzung resp. -bestimmung liefern.
15. Zur Aufzeichnung der Wicklungstemperatur (hot spot) sind fiberoptische Sensoren eingebaut.	Die maximal auftretenden Temperaturen – in Kombination mit regelmässigen Untersuchungen an Ölproben – sind die wichtigste Information zur Abschätzung des Alterungszustandes der Zellulose.
16. Hat ein Transformator sein Lebensende erreicht, wird eine systematische Analyse des Alterungszustandes durchgeführt.	"Post-mortem" Untersuchungen an Isoliermaterialproben lassen recht gute Prognosen über ähnliche Trafos mit vergleichbarem Lastfluss im Netz zu.

6. Zusammenfassung

Die (fast) perfekte Feststoff-Isolation der Leistungstransformatoren besteht hauptsächlich aus folgenden Gründen aus Transformerboard:

- Rohstoff gesichert (Nadelhölzer)
- Grossformate (für grosse Zylinder und Stäbe) herstellbar
- Verarbeitbarkeit problemlos und vielseitig: Sägen, Fräsen, Bohren, Hobeln, Stanzen, Schleifen, Nassformen, Kleben,
- Verformbarkeit, Biegebarkeit
- Mechanische Festigkeit, Formstabilität
- Elektrische Eigenschaften in Kombination mit Mineralöl wegen vollständiger Imprägnierbarkeit unerreicht
- Herstellkosten tief: Rohstoff aus der Papierindustrie, Produktion auf konventionellen Pappenanlagen.

Literatur

- [1] H.P. Moser, "*Transformerboard*", Kap. B Herstellung und Eigenschaften von Transformerboard, Scientia Electrica, 1979.
- [2] www.afandapa.org/
- [3] H. Kappeler, "Recent forms of execution of 380 kV transformer bushings", CIGRÉ session, paper no. 126, Paris, 1958.
- [4] F. Derler, H.J. Kirch, Ch. Krause, E. Schneider, "Development of a design method for insulating structures exposed to electric stress in long oil gaps and along oil/Transformerboard interfaces", 7th ISH Dresden, paper 21.16, 1991.
- [5] H.P. Moser, "*Transformerboard*", Kap. D.III Prinzipielle Auslegungsregeln und Vorteile der formstabilen Isolation, Scientia Electrica, 1979.
- [6] H.P. Moser, "*Transformerboard*", Kap. E.V Druckfestigkeit, Scientia Electrica, 1979.
- [7] Ch. Krause, W. Goetz, "The change of the clamping pressure in transformer windings due to variation of the moisture content – tests with pressboard spacer stacks", CIGRÉ SC12 Transformers Colloquium, Budapest, 1999.
- [8] Ch. Krause, W. Goetz, B. Heinrich, "The impact of drying and oil impregnation conditions and of temperature cycles on the clamping force of power transformer windings", ISEI Conference, pp. 350-353, Boston, 2002.
- [9] H.P. Moser, V. Dahinden, "*Transformerboard II*", Kap. S Thermische und elektrische Alterungsmessungen, Styria, Graz, 1987.
- [10] T.V. Oommen, L.N. Arnold, "Cellulose insulation materials evaluated by degree of polymerization measurements", Proc. 15th Elect./Electron. Insulation Conference, pp. 257-261, Chicago, 1981.
- [11] HP. Gasser, B. Heinrich, Ch. Krause, "Condition assessment of the cellulosic insulation from power transformers taken out of service", XIVth ISH, Beijing, 2005.
- [12] HP. Gasser, Ch. Krause, T. Prevost, R. Schmid, "Assessing the condition of power transformer insulation by post-mortem investigations on apparatuses to be scrapped", CIGRÉ A2 Transformers Colloquium, Bruges, 2007.

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Zur Instandhaltung ölisolierter Apparate Praxis der NOK

Martin Hässig

Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK), Baden

- 1980 Brown Boveri & Co / ABB, in verschiedenen Bereichen (Wärmetechnische Apparate, Entwicklung Hochspannungstechnik, Messtechnik Diagnostik von Isoliersystemen)
- 1990 Diplom als Elektroingenieur HTL (berufsbegleitend)
- 1992 FKH, Prüflingenieur
- 2006 NOK, Netze, Fachbereich Transformatoren und Wandler

Zur Instandhaltung ölisolierter Apparate Praxis der NOK

Martin Hässig

Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK), Baden

1 Einleitung

Die NOK – ohne die Netze der CKW, der EGL und deren Partnerwerke – betreibt in den Netzebenen 50 kV bis 380 kV über 100 Transformatoren mit Öl-Papier-Isolation. Die installierte Leistung beträgt ca. 13 GVA (inkl. Reserveneinheiten). Diese Transformatoren sind mit etwa 30 Weichpapier-, 30 Drysomic- und 130 Hartpapier-Durchführungen neben ca. 100 RIP-Durchführungen ausgestattet. Weiter gehören die transformatorseitigen Hochspannungskabelanschlüsse zum Mengengerüst der ölisolierten Komponenten.

Von rund 2300 Wandlern/Messgruppen der Spannungsebenen 50 kV bis 380 kV im Netz der NOK sind 4/5 mit SF₆ und 1/5 mit einer Öl-Papier-Isolation ausgestattet.

Die Spezifizierung und Beschaffung, die Neumontagen, der Unterhalt, die Revisionen und Reparaturen sowie der Rückbau, insbesondere der Transformatoren, wird von eigenem NOK-Personal ausgeführt oder begleitet.

Die diagnostische Überwachung der ölisolierten Apparate wird wenn möglich an unabhängige Prüfinstitute vergeben, (z.B. FKH). Die Nachprüfung von Komponenten, beispielsweise Durchführungen, werden an deren Hersteller vergeben (ABB Micafil, HSP). Bei neueren Stufenschaltern des Fabrikats MR wird der Service des Herstellers in Anspruch genommen, während die älteren Stufenschalter (z. B. BBC) durch eigenes NOK-Personal unterhalten werden.

Ein Erfahrungsaustausch mit Unternehmen der elektrischen Energieversorgung im Bereich Unterhalt ist etabliert und findet auf verschiedenen Ebenen statt.

2 Praxis

2.1 Allgemein

NOK ist traditionell bestrebt in hohem Grad autark über Schlüsselkompetenzen im Bereich Unterhalt zu verfügen. Der Erfahrungsgewinn kann direkt im Bereich Beschaffung umgesetzt werden.

Aufgrund systematisch gesammelter Erfahrungen seitens NOK haben elektrische Diagnose-Messungen am Isolationssystem grundsätzlich eine unterstützende Funktion. Der Unterhalt ist als überwiegend erfahrungs- und zeitbasiert einzustufen.

Die laufende Zustands-Überwachung der Transformatoren erfolgt nach wie vor hauptsächlich durch periodische Isolieröl-Analysen. Die Intervalle der Kontrollen werden anhand der Resultate sowie besonderen Erfahrungen oder Ereignissen festgelegt und erstrecken sich von einigen Monaten bis auf längstens 5 Jahre.

Anzahl der Transformatoren bezogen auf das Baujahr

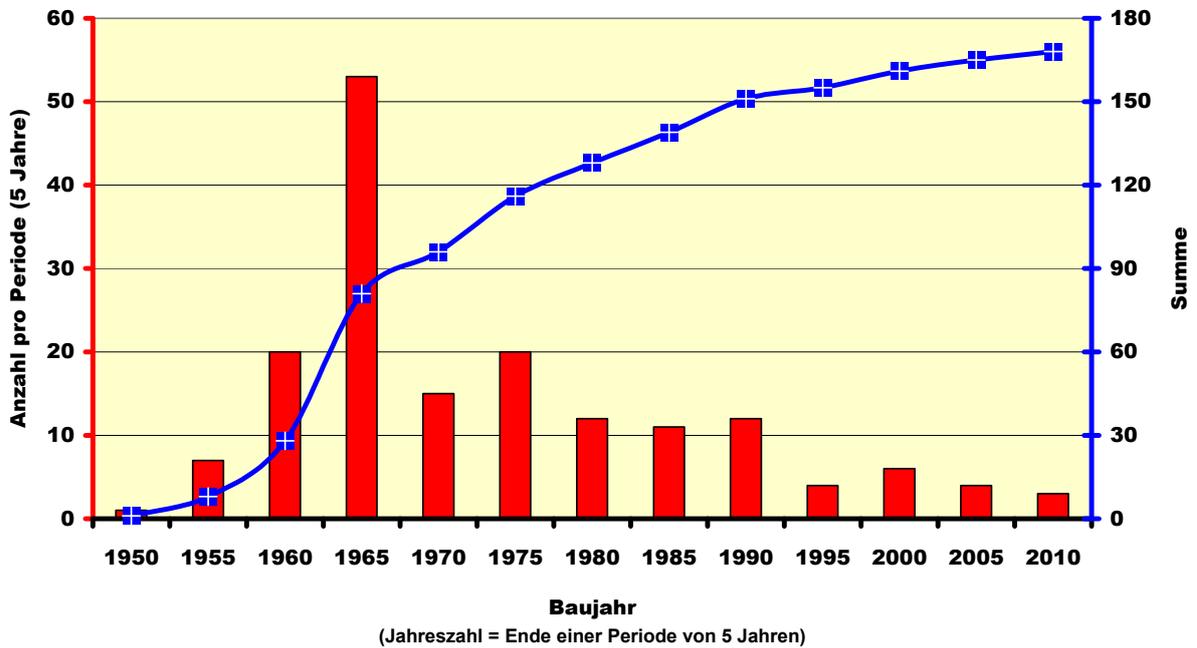


Abbildung 1 Baujahr der Ein- und Dreiphasentransformatoren der NOK mit Oberspannungen vom 50 kV bis 380 kV (Park der NOK ohne CKW, EGL und deren Partnerwerke)

Transformationsleistung bezogen auf das Baujahr der Transformatoren

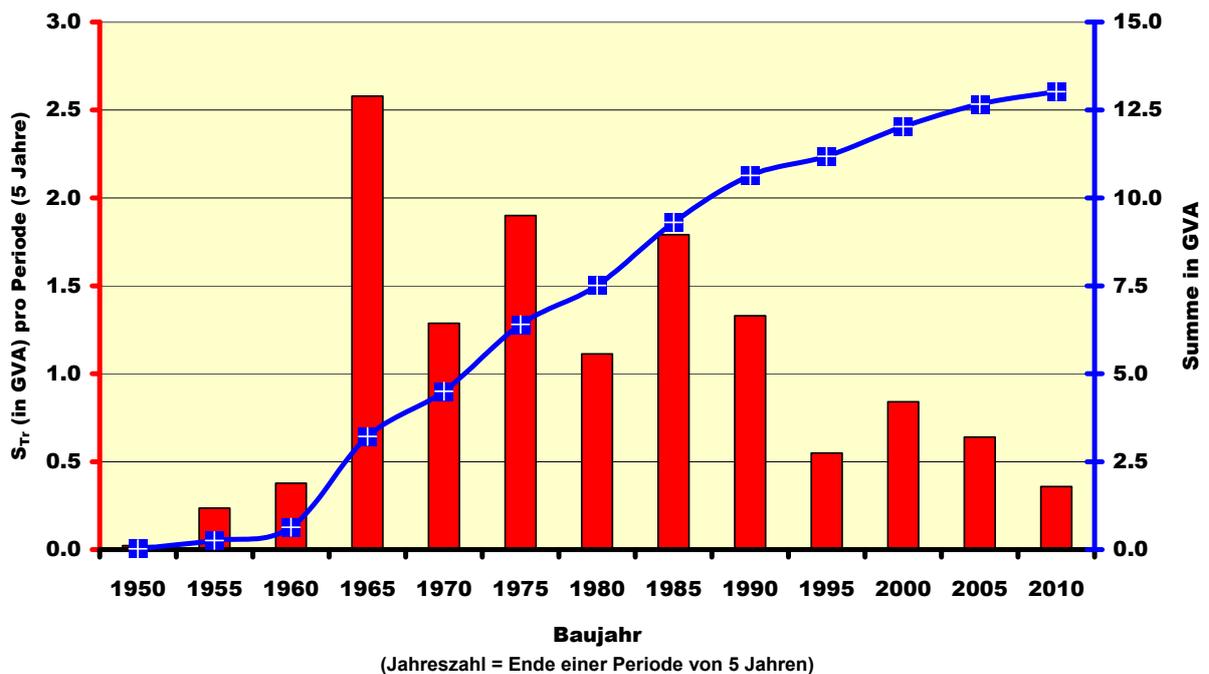


Abbildung 2 Baujahr der Transformatorleistung der NOK (Park der NOK ohne CKW, EGL und deren Partnerwerke)

Konkret stützt sich die Instandhaltung auf Betriebserfahrungen (Meldungsfluss vom Betrieb zur Fachabteilung!) und Erfahrungen aus Tätigkeiten der Montagegruppe und der verantwortlichen Fachstelle bei Reparaturen und Verschrottungen (Feedback der Montage- und Instandhaltungsgruppe zur Fachabteilung!).

Die Altersstruktur der NOK-Transformatoren, wie sie in Abbildung 1 dargestellt ist, zeigt, dass etwa die Hälfte der Transformatoren vor bzw. nach dem Zeitraum von 1965 und 1970 gebaut wurde.

Abbildung 1 stellt die Situation etwas dramatisiert dar, da ältere Transformatoren als Bank (3 Einphasentransformatoren) in Betrieb stehen und auch mit drei gezählt wurden. Der Ersatz im Bereich des Übertragungsnetzes erfolgt jedoch durch Dreiphasentransformatoren, wodurch ältere Transformatoren überhöht in Erscheinung treten. Im Bereich der Kraftwerke erfolgt der Ersatz überwiegend durch anschlussgleiche Einheiten.

In Abbildung 2 wurde die Transformationsleistung über dem Baujahr der Transformatoren aufgetragen. Hier zeigt sich, dass etwa die Hälfte der Transformationsleistung zwischen 1970 und 1975 gebaut wurde.

Die Betrachtungen legen jedoch zweierlei unmissverständlich nahe:

- Zunehmender Unterhalt
- Ersatz von kritischen Komponenten (z. B. Durchführungen) oder Ersatz der Transformatoren, soweit dies nicht durch laufende Projekte, wie z.B. Spannungsumstellung von 50 kV auf 110 kV oder Erneuerung von Kraftwerken ohnehin geschieht.

2.2 Einige Beispiele von Reparatur- und Unterhaltsarbeiten

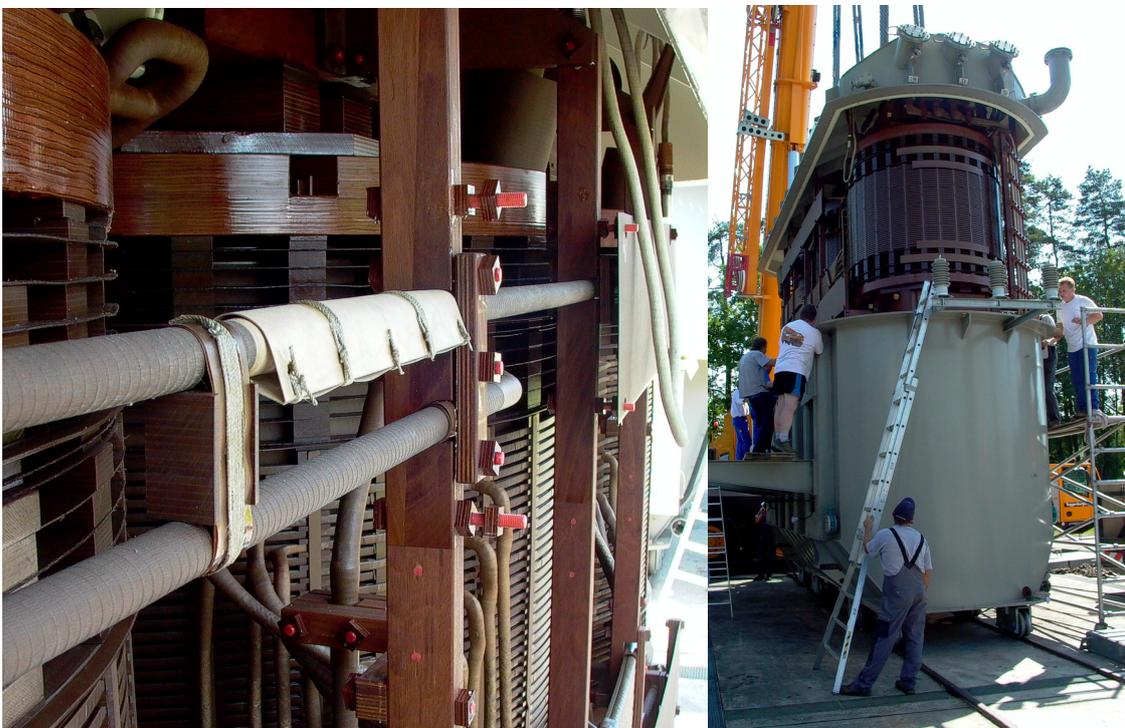


Abbildung 3 Reparatur an einem 160-MVA-Transformator 220/110/16 kV im Unterwerk

Der Betriebsunterhalt wird durch Personal der Kraftwerke sowie von Betriebspersonal der Netz-Regionen vorgenommen. Insbesondere die visuellen Kontrollen liefern immer wieder wertvolle Hinweise auf Abweichungen, welche behoben werden können, bevor

Störungen im Betrieb auftreten. Dabei spielen die speziellen Kenntnisse von „Problemfällen“ eine besondere Rolle. Der Rückfluss von Erfahrungen der spezialisierten Instandhaltungsgruppe zum Vor-Ort-Betriebspersonal spielt dabei eine zentrale Rolle.

Der spezielle Unterhalt, z. B. „Winterschmierungen“ an alten Stufenschalterantrieben, Ersatz von schadhaften Armaturen und Überwachungsgeräten, die Behebung von Störungen, Jahreskontrollen gehören zu den Aufgaben der spezialisierten Instandhaltungsgruppe.



Abbildung 4 Austausch schadhafter Isolierteile der Presskonstruktion und Nachpressung eines 300/3-MVA-Maschinentransformators 380/13 kV

2.3 Durchführungen

Die Durchführungen sind aus unserer Sicht eine hoch beanspruchte Komponente der Transformatoren. Thermische, mechanische und elektrische Beanspruchungen verkürzen die Lebensdauer oder können zu Ausfällen führen. Zudem können Durchführungsdefekte kapitale Transformatorschäden bewirken. Der Überwachung dieser Komponente muss deshalb mit zunehmendem Alter durch Kontrollen der Betriebstüchtigkeit erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt werden.

Infolge starker Nachfrage und der daraus resultierenden hohen Auslastung ist die Situation für das Ersatzteilgeschäft unbefriedigend. Der Fertigung von massgenauen Nachbauten, sei es als Neubau oder als Isolierkörperersatz in die bestehende Aussenisolation, scheint für die Lieferanten wenig verlockend – jedenfalls weniger als die Fabrikation neuer Durchführungstypen.

Das eingangs erwähnte Mengengerüst älterer Durchführungen muss etwa zu einem Drittel bis zur Hälfte in den nächsten Jahren saniert werden.

2.4 Isolieröl

Auch das Isolieröl ist ein wesentlicher Bestandteil eines Grosstransformators, welches hohen thermischen und elektrischen Belastungen ausgesetzt ist. Leider ist auch in diesem Gebiet die Situation durch den in jüngster Zeit aufgetretenen „neuen, potentiell korrosiven Schwefel“¹ angespannt. Einerseits weil wir davon ausgehen, dass etwa die Hälfte unserer Transformatoren davon betroffen sind. Andererseits weil es uns bisher nicht gelungen ist, die zur Neige gehende Ölreserve von unserem langjährigen Öllieferanten durch ein entsprechend modifiziertes Öl-Produkt zu ergänzen.

Die Haltung der NOK im Zusammenhang mit potentiell korrosivem Schwefel im Isolieröl von Transformatoren lässt sich wie folgt umschreiben:

Auswirkung von potentiell korrosivem Schwefel²:

Es wird in erster Linie die Windungs- Lagen- und Scheibenisolation durch Ablagerungen von leitfähigem Cu_xS_y geschwächt. Kritisch sind transiente Beanspruchungen, welche die Isolation dieser Zonen besonders beanspruchen. Ein Versagen der Isolation setzt somit voraus:

- dass eine Schwächung durch Ablagerungen von Cu_xS_y stattgefunden hat
- thermisch beanspruchte Stellen mit dielektrisch beanspruchten Stellen beisammen liegen (Dabei ist die Hypothese, dass thermisch beanspruchte Stellen der Bildung und Ablagerung von Cu_xS_y förderlich sind)
- transiente Spannungen auftreten.

Massnahmenkatalog

Passivierung der Kupfer- bzw. Metalloberflächen ist durch IEC-zugelassenes Additiv möglich, muss jedoch überwacht werden, da der Passivator durch bereits vorhandene andere Rückstände verbraucht werden kann. Der Prozess der Cu_xS_y -Bildung kann nur gestoppt, jedoch nicht rückgängig gemacht werden.

Öltausch, Problem ist die Restmenge (5 % - 10 %). Es ist nicht klar, welche Beziehung zwischen Konzentration und Ablagerung besteht. Durch Öltausch werden keine Cu_xS_y -Ablagerungen „ausgewaschen“.

Diagnostik am Öl: Es stehen zwei Verfahren im Vordergrund, welche das Öl untersuchen: a) Test auf potentiell korrosiven Schwefel (150 °C, 72 h, Cu-Streifen mit Papier umgeben), Nachweis von potentiell korrosivem Schwefel b) Nachweis von Kupfer, das im Isolieröl gelöst wurde (Nachweis gelingt nur bei grösserer Abbauaktivität). Es ergibt keine Quantifizierung der allenfalls vorhandenen Schwächung der Isolation.

Diagnostik am Transformator (elektrische Diagnostik): Anwendbare Testfunktionen der Windungs-, Lagen- und Scheibenisolation sind zeitlich veränderliche Spannungen. Verfahren zur Untersuchung der Hauptstreuspaltisolation, wie Isolations-Widerstandsmessung, Polarisationsindex, Polarisations- Depolarisationsströme leisten vermutlich keinen Beitrag (DC-Testfunktion) zur Früherkennung, die Frequenzganganalyse (FRA) ist vermutlich zu wenig empfindlich. Insgesamt liefern die etablierten modernen Ver-

¹ Beachten Sie weitere Beiträge zum Thema

² Häufig als „ Cu_2S “ bezeichnet, eine spezielle Form leitfähiger Kupfer-Schwefel-Verbindungen die sich auf Zelluloseoberflächen ablagern, im folgenden Text verallgemeinernd als „ Cu_xS_y “ bezeichnet

fahren unserer Ansicht nach (noch) keinen Beitrag zur Feststellung und Quantifizierung einer allfällig vorhandenen Schwächung der Isolation.

Generelle Massnahmen zur Schadenverhinderung durch Cu_xS_y :

- Forcierung der Kühlung (allgemeine Reduktion der Öl- und Heisspunkt-Temperatur)
- Überspannungsschutz (ZnO-Ableiter an allen Klemmen)
- Gezielte Instandhaltung zur Erhaltung der allgemein guten Kondition des Isolationssystems (hohe Durchschlagfestigkeit des Isolieröls, tiefer Feuchtigkeitsanteil der Isolation)

Verzicht auf generelle Aktivitäten, wenn:

- Freie Atmung vorhanden (keine Membranen, Luftsäcke)
- Temperatur des Isolieröls (oben) $\leq 60^\circ\text{C}$

Passivierung der Metalloberflächen in Betrieb stehender Transformatoren

Auf Passivierung wird verzichtet, wenn:

- Leiterisolation mit Lack oder Lack/Papier ausgeführt wurde
- die Temperatur des Isolieröls (oben) $\leq 70^\circ\text{C}$
- kein Luftabschluss durch Membranen, Säcke etc. vorhanden ist
- das Isolieröl ausreichend inhibiert ist
- der Transformator bzw. die Ölfüllung aus der Zeit vor 1980 stammt

Weiteres Vorgehen:

- Beobachten (Betriebstemperaturen, periodische Analysen des Isolieröls)
- Massnahmen in Absprache mit Transformatorlieferant oder andern Betreibern ergreifen
- Allfällige Schadenerkenntnisse an interessierte Betreiber publizieren (Ursachensuche)



Abbildung 5 Entnahme von Papierproben nach über 40 Jahren Betrieb (Fa. Weidmann, FKH), 600/3-MVA-Autotransformator 380/220 kV während dem Rückbau durch NOK

3 Zusammenfassung, Ausblick

Die bei NOK über Jahre aufgebauten und gepflegten Schlüsselkompetenzen im Bereich der ölisierten Apparate, insbesondere der Transformatoren und Wandler ermöglichen ein gutes Zusammenwirken von Instandhaltung und Technik beim Betreiber sowie Auslegung und Konstruktion beim Hersteller. Die enge Zusammenarbeit von Instandhaltung und Technik innerhalb der Strukturen des Betreibers erbringt ausserdem wertvolle Synergien für den Unterhalt, den Betrieb und die Beschaffung.

Die Inanspruchnahme von Diagnose-Dienstleistungen, wie sie in der Schweiz EVU-nah zentralisiert sind, kann sicherstellen, dass die glücklicherweise nicht allzu häufigen Erfahrungen auf diesem Gebiet konzentriert bleiben.

Im Bereich Unterhalt entstehen durch die längeren Lieferzeiten für Ersatzteile Schwierigkeiten, welche in den nächsten Jahren anhalten werden.

Zum Thema des potentiell korrosiven Schwefels im Isolieröl nimmt die NOK eine aufmerksam abwartende Haltung ein. Zwecks Klärung der Situation haben wir bei der FKH einige Untersuchungen angeregt, deren Resultate jedoch nicht vor Ende 2007 zu erwarten sind.

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Die Alterung des Isolieröls in dielektrisch-chemischer Sicht

Hans-Josef Knab

FKH – Fachkommission für Hochspannungsfragen

- 1975 Diplom in Physik (Johannes-Gutenberg-Universität, Mainz)
- 1978 Dr.rer.nat am Max-Planck-Institut für Chemie (Otto-Hahn-Institut, Mainz)
- 1979 – 1981 Postdoc-Stipendium und Assistentenstelle an der ETH Zürich
- 1981 – 2003 Leiter des Öllabors bei BBC später ABB Baden
- seit August 2003 Leiter des FKH-Isolieröllabors in Däniken
- Mitglied in mehreren Arbeitsgruppen der Cigre D1 und IEC TC10, Mitarbeit im DKE K182

Die Alterung des Isolieröls in dielektrisch-chemischer Sicht

Hans-Josef Knab

FKH – Fachkommission für Hochspannungsfragen

Die verschiedenartigen dielektrisch-chemischen Untersuchungen spielen bei der Beurteilung eines Isolieröls seit jeher eine wichtige Rolle. Stehen am Anfang, d.h. beim Einkauf eines Öles anhand der sog. Eingangskontrolle, die Überprüfung der Reinheit und das zu erwartende Alterungsverhalten im Vordergrund, so verlagern sich im Verlaufe des Betriebsalters die Interessen immer mehr in Richtung Isolationsfähigkeit sowie Alterungs-, d.h. Oxidationszustand.

Als eine der ältesten und die heute wohl noch am bekannteste Kontrollmessung für die Qualität eines Isolieröles beim Einfüllen in ein neues Gerät oder im späteren Betriebsverlauf erweist sich die Prüfung der Durchschlagsfestigkeit.

1. Durchschlagsfestigkeit des Isolieröls

Diese Prüfung ist relativ einfach durchführbar und ist in dem IEC-Standard 60156 geregelt:

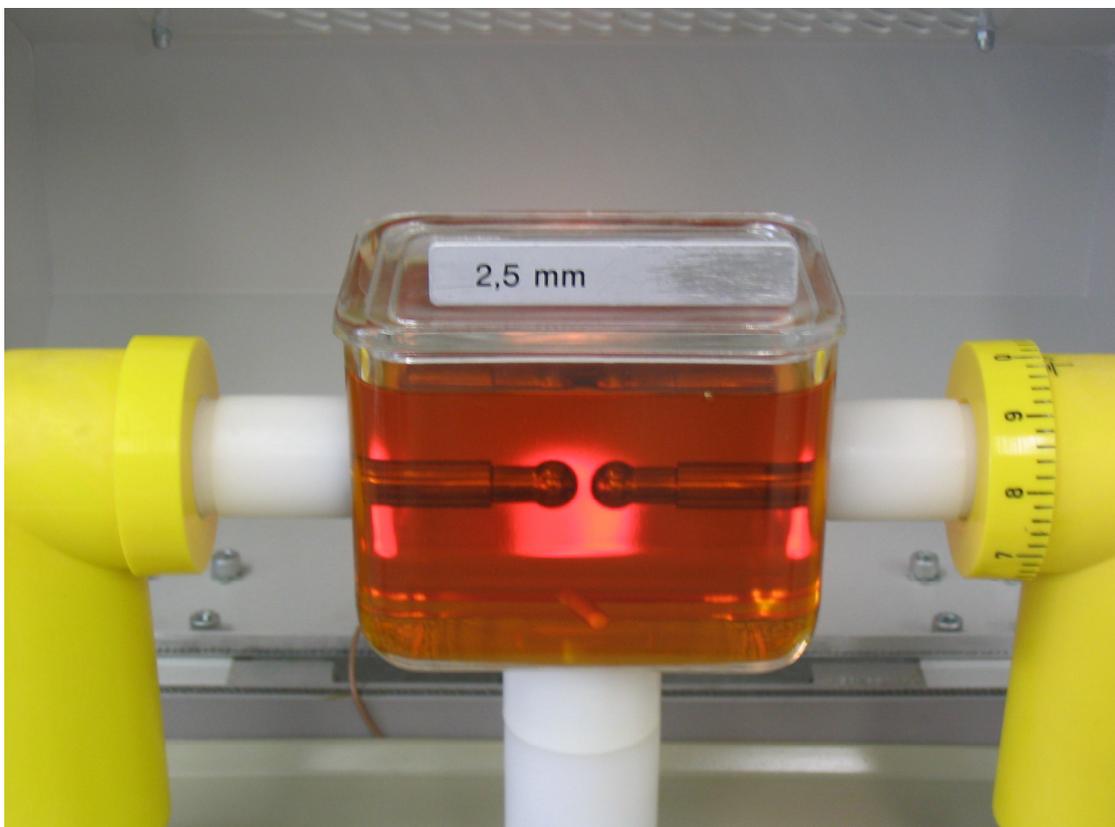


Abb. 1: Die Prüfanordnung zur Ermittlung der Durchschlagsfestigkeit gemäss IEC 60156

Zwischen 2 Elektroden im Normabstand von 2,5 mm, die sich in einer mit Isolieröl befüllbaren Prüftasse befinden, wird die Spannung mit einer Geschwindigkeit von 2 kV/s bis zum Durchschlag gesteigert. Die Prüfung wird sechsmal hintereinander im Abstand von je 2 min durchgeführt. Zwischen jedem Durchschlag wird die Ölprobe zur Verteilung des nach dem Durchschlag sich bildenden Russfadens gerührt. Als Ergebnis wird der arithmetische Mittelwert, gerundet auf 1 kV, aus den 6 Messungen angegeben.

Die Durchschlagsspannung ist nur *eine* wichtige Kenngrösse zur Charakterisierung der elektrischen Isolierfähigkeit einer Isolierflüssigkeit. Bereits geringe Mengen von Feuchtigkeit setzen, besonders im Zusammenwirken mit wasseranlagernden Verunreinigungen, wie Cellulosefasern, Partikel usw., die Durchschlagsspannung herab.

2. Der Wassergehalt

Der Zusammenhang zwischen dem Wassergehalt und der Durchschlagsfestigkeit eines (neuen) Isolieröles ist näherungsweise in der Abbildung 2 wiedergegeben.

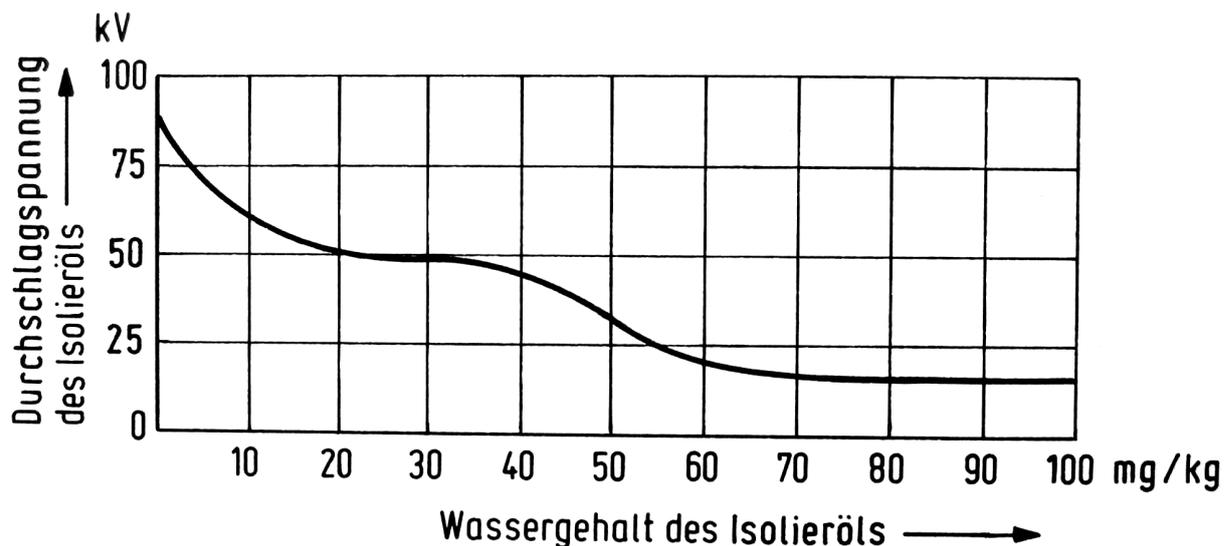


Abb. 2: Abhängigkeit der Durchschlagsfestigkeit eines Neuöles von dessen Wassergehalt (ex VDEW-Ölbuch)

Die vorstehend abgebildete Relation zwischen dem Wassergehalt und der Durchschlagsfestigkeit gilt streng genommen nur für neue oder neuwertige Isolieröle, d.h. Öle mit einem niedrigen Oxidationsgrad. Es ist jedoch eine irriige aber immer noch verbreitete Meinung, aus der Durchschlagsfestigkeit eines Öles auf dessen Wassergehalt schliessen zu können. Mit zunehmender Alterung eines Isolieröles, was nichts anderes beinhaltet, als eine Zunahme der Oxidation, kann ein Öl wesentlich mehr Wasser aufnehmen ohne dabei an Durchschlagsfestigkeit einzubüssen. Das liegt an der Tatsache, dass sich das polare H_2O an die durch die Oxidation des Öles gebildeten ebenfalls polaren Verbindungen anlagert und somit mehr oder weniger "unschädlich" gemacht wird.

So kann es durchaus möglich sein, bei einem Isolieröl mit einer hohen Neutralisationszahl und/oder einer niedrigen Grenzflächenspannung, einen Wassergehalt von 50 ppm und zugleich eine Durchschlagsfestigkeit von beispielsweise 80 kV/2,5 mm zu ermitteln.

Deshalb ist Vorsicht geboten mit der verbreiteten Meinung, bei gealterten Ölen anhand einer guten Durchschlagsfestigkeit auf einen niedrigen Wassergehalt schliessen zu wollen.

Wasser in Isolieröl kann verschiedene Ursachen haben. Bei einem Neuöl ist es vor allem der Aufbewahrung nach dem Raffinierungsprozess zuzuschreiben, da hier in den meisten Fällen ein Kontakt mit der (Feuchte enthaltenden) Atmosphäre nicht zu vermeiden ist.

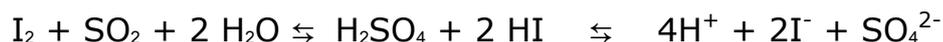
Selbst nach dem Einfüllen in ein neues Gerät ist u.U. ein erhöhter Wassergehalt des Isolieröles zu beobachten: aufgrund unzureichender Trocknung der Feststoffisolation, mangelnde Wartung der Lufttrockner, etc.

Aber auch im späteren Betrieb, sogar bei einwandfreier Wartung, gelangt automatisch Wasser ins Öl - und das wird vielerorts vergessen. Denn die Feststoffisolation, die ja hauptsächlich aus Cellulose besteht, gibt im Verlauf ihrer natürlichen Alterung neben den Kohlenoxiden CO und CO₂, welche bei einer Zersetzungsgasanalyse erfasst werden, unvermeidbar Wasser ab.

Daher ist die Kenntnis des gelösten Wassers ein wichtiges Kriterium zur Beurteilung des Isolationszustandes eines Isolieröls. Bei der Durchführung einer solchen Messung darf allerdings nicht vergessen werden, dass die umgebende Atmosphäre bis zu 20'000 ppm gasförmiges Wasser enthält, was besonderer Vorsichtsmassnahmen und Erfahrung bedarf.

Wasserbestimmung nach der Karl Fischer Methode

In ihrer ursprünglichen Form besteht die Karl Fischer Methode in der Titration von Wasser mit einer wasserfreien methanolischen Lösung, die Jod, Schwefeldioxid und überschüssiges Pyridin enthält und läuft nach folgender Reaktionsgleichung ab:



Das Pyridin dient zur Neutralisation der freigesetzten Protonen (H⁺). Bei der Titration, bei der als Masslösung Jod in Methanol eingesetzt wird, wird das Methylsulfit-Anion in Anwesenheit von Wasser durch das Jod zu Methylsulfat oxidiert.

Bei diesem Vorgang wird Wasser also verbraucht und das gelbbraune Jod wird dabei zum farblosen Jodid reduziert. Die visuelle Endpunktanzeige, d.h. bei verbrauchtem Wasser, ist somit durch das Bestehenbleiben der braunen Farbe des Jodes gegeben.

Bei der *coulometrischen Karl-Fischer-Titration* wird das für die Reaktion erforderliche Jod durch anodische Oxidation von Jodid erzeugt.

Die hierfür eingesetzten Geräte haben zwei Elektrodenpaare:

1. eine Arbeitselektrode, an der Jod erzeugt wird (hier wird auch die „verbrauchte“ Ladung gemessen) und
2. eine Messelektrode, an der gemessen wird, ob das erzeugte Jod durch die oben beschriebenen Reaktionen abgebaut werden kann oder in der Lösung verbleibt (Endpunkt).

Die Reaktion kann aber nur solange ablaufen, bis das gesamte im Analyten enthaltene Wasser verbraucht ist. Wenn das hinzugegebene Jod nicht mehr durch das Methylsulfid reduziert werden kann, wird es an der Kathode reduziert. In der Lösung liegt bei weiterer Zugabe von jodhaltigem Titranten also Jod neben Jodid vor. Zum gleichen Zeitpunkt wird dann an der Anode Jodid zu Jod oxidiert.



Durch diese Redox-Reaktion kommt ein Stromfluss zustande, der das Ende der Titration indiziert. Die Titration wird automatisch beendet, wenn ein Strom von 10 mA messbar ist.

3. Der dielektrische Verlustfaktor $\tan \delta$

Neben der Durchschlagsfestigkeit eines Isolieröls gibt es aber noch eine weitere elektrische Messgrösse, die uns eine Aussage über dessen Zustand – und vor allem über den Alterungszustand – ermöglicht: Der dielektrische Verlustfaktor $\tan \delta$, gemessen bei 90°C. Diese Messtemperatur wurde deshalb gewählt, da, schon allein wegen der Feststoff(=Cellulose)-Isolation die Öltemperatur diesen Wert nicht überschreiten sollte. Da zudem die dielektrischen Verluste mit zunehmender Temperatur ansteigen, stellt die 90°C-Messtemperatur sozusagen den Schlimmstfall dar.

Der dielektrische Verlustfaktor $\tan \delta$ (90°C) ist definiert als Quotient aus Wirk- und Blindstrom bei einer Beanspruchung des Öles mit einer sinusförmigen Wechselspannung und kann mittels einer Schering-Brücke bestimmt werden.

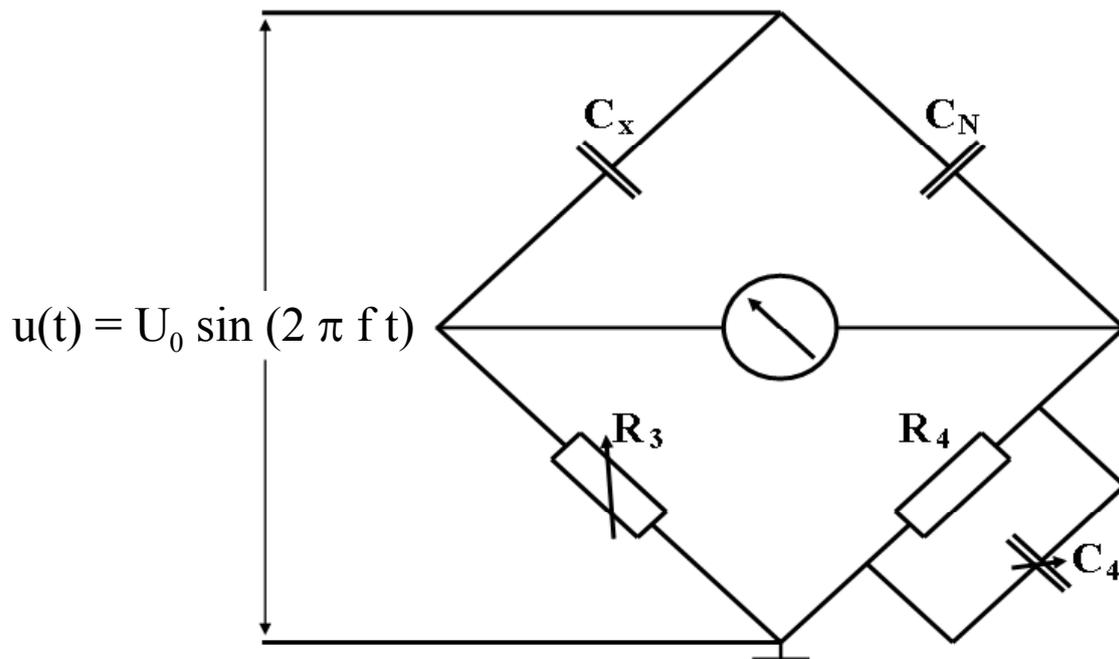


Abb. 3: Schema einer Schering-Brücke zur Ermittlung des dielektrischen Verlustfaktors $\tan \delta$ von Isolieröl

Im Falle des Brückenabgleiches gelten dann für die zu ermittelnde Kapazität C_x :

$$C_x = \frac{C_N R_4}{R_3}$$

und den dielektrischen Verlustfaktor $\operatorname{tg} \delta$ des Isolieröls (f = Wechselspannungsfrequenz):

$$\operatorname{tg} \delta = 2\pi f R_4 C_4$$

Diese Messmethode ist im Standard IEC60247 geregelt.

Durch Hinzuzug der elektrotechnischen Gesetzmässigkeiten gibt es aber noch eine zweite Darstellungsweise des Verlustfaktors $\operatorname{tg} \delta$:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\sigma}{\varepsilon \times \omega}$$

wobei $\omega = 2 \pi f$ (f =Wechselstromfrequenz), σ der elektrische Leitwert und ε die Dielektrizitätskonstante des Öles sind.

Durch die Messung von σ und ε ist somit ebenfalls eine Bestimmung des dielektrischen Verlustfaktors $\operatorname{tg} \delta$ möglich. Ideal eignet sich hierzu ein Zylinderkondensator, da dieser einerseits unempfindlich gegen das äussere Streufeld und andererseits einfach mit dem Dielektrikum befüllbar ist.

Diese Methode wird durch den IEC-Standard 61620 geregelt und wird auch im FKH-Isolieröllabor angewendet.

Der $\operatorname{tg} \delta$ gibt Hinweise über die Höhe der im Betrieb auftretenden dielektrischen Verluste der Ölfüllung und wird hauptsächlich durch Feuchtigkeit, Partikel oder polare Oxidationsprodukte beeinflusst. Bekannt ist der dielektrische Verlustfaktor $\operatorname{tg} \delta$ - vor allem im englischen Sprachraum - auch als *Dissipationsfaktor*. Dissipation ist die Bezeichnung eines Vorgangs, bei dem irgendeine Form von Energie in thermische Energie umgewandelt wird. In aktuellen Falle ist dies die mechanische Reibung, die durch den Einfluss des elektrischen Wechselfeldes auf die vorstehend genannten Ölverunreinigungen erzeugt wird.

Ein solches Verhalten beschleunigt natürlich die Alterung des Isolieröles. Dies kann allerdings im Falle eines Wandlers oder einer Durchführung gar dramatische Folgen haben. Warum gerade bei diesen beiden Gerätetypen? Nun, ein hoher $\operatorname{tg} \delta$ – also eine hohe Dissipation – führt, wie vorstehend beschrieben, zu einer verstärkten Erwärmung des Öles. In einem gewöhnlichen Transformator kann diese Wärme viel schneller über das gesamte Ölvolumen verteilt werden, z.B. aufgrund der Ölumwälzung. Bei einem Wandler oder einer Durchführung fehlt aber eine derartige Ölumwälzung und zudem



Abb. 4. tg δ -Messzelle und Messanordnung

sind hier die Ölvolumina erheblich kleiner. Es kann daher im Extremfalle zu einer starken lokalen Erwärmung des Öles kommen, was den Verlustfaktor weiter erhöht und dementsprechend zu einer noch stärkeren Ölerwärmung führt – eine Spirale also. Wenn man nun noch berücksichtigt, dass die elektrische Durchschlagsfestigkeit des Isolieröls mit steigender Temperatur sinkt, zugleich aber die Isolationsabstände in den genannten Geräten wesentlich kleiner verglichen mit denjenigen in einem Transformator sind, was zu höheren Feldstärken führt, ist das Desaster in Form eines Wärmedurchschlages vorprogrammiert.

Und das kann manchmal sehr schnell vor sich gehen. Siehe Spirale!

Auf der Suche nach der Ursache eines schlechten dielektrischen Verlustfaktors bedient man sich chemischer Methoden. Eine der ältesten und heute immer noch gebräuchlichen Prüfungen ist die Bestimmung der Neutralisationszahl.

4. Die Bestimmung der Neutralisationszahl

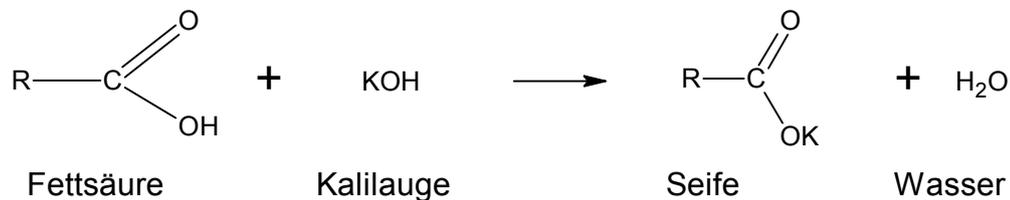
Abgesehen von Additiven besteht neues Isolieröl anfänglich zunächst nur aus reinen Kohlenwasserstoffen, d.h. Verbindungen, die ausschliesslich Kohlenstoff und Wasserstoff enthalten. Durch den Zutritt von Sauerstoff über das Expansionsgefäss (selbst bei abgeschlossenen Ölsystemen diffundiert der Sauerstoff langsam durch die Elastomembran!) wird dieses Mineralöl allmählich oxidiert – beschleunigt durch das als Katalysator wirkende Kupfer – und es entstehen sauerstoffhaltige Verbindungen, die sehr oft polaren Charakter haben, also verantwortlich für die im vorhergehenden Abschnitt beschriebenen dielektrischen Verluste sind.

Die hauptsächlichsten, aber nicht ausschliesslichen, Verbindungen sind dabei die sogenannten Ölsäuren. Derartige organische Säuren kennen wir hinlänglich aus unserem Alltagsleben: So sind uns etwa die Essig-, Zitronen-, Ameisen- und auch die einen ekelhaften Geruch abgebende Buttersäure ein Begriff.

Die Quantifizierung dieser sauren Oxidationsprodukte erfolgt über eine Säure-Basen-Titration und wird als Neutralisationszahl (NZ) in mg/KOH angegeben. Die NZ ist demnach diejenige Menge Kaliumhydroxid (KOH) in mg, die benötigt wird, um ein Gramm des Probenöls zu neutralisieren und gehört schon seit langem zum Standardrepertoire einer dielektrisch-chemischen Isolierölkontrolle.

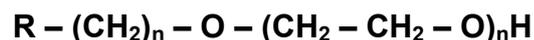
5. Die Grenzflächenspannung

Andererseits sind die vorstehend genannten organischen Säuren jedoch noch längst nicht die Endstation des Öloxidationsprozesses. Vielmehr werden nämlich neben diesen noch weitere organische Verbindungen wie Alkohole, Phenole etc gebildet, die mit den Ölsäuren ähnlich der bekannten Reaktion



chemisch reagieren und auch seifenähnliche d.h. oberflächenaktive Wirkung (=Tenside) haben.

Die hierbei gebildeten nichtionischen Tenside mit der chemischen Struktur



wobei R einen organischen Rest beliebiger Grösse darstellt, haben auf die Wasseroberfläche eine seifenähnliche Wirkung, setzen also die Oberflächenspannung – man könnte diese auch als Grenzflächenspannung gegenüber der Luft bezeichnen – herab.

Reines Wasser besitzt bei 20°C eine Oberflächenspannung, also eine Grenzflächenspannung gegenüber der Luft, von 72,8 mN/m, und ist eine Naturkonstante. Benetzt man nun diese Wasseroberfläche mit z.B. neuem Isolieröl, so sinkt diese Grenzflächenspannung auf einen Wert zwischen 40-50 mN/m.

Bei gealtertem Isolieröl, welches also die vorstehend beschriebenen Tenside enthält, ermittelt man niedrigere Grenzflächenspannungen. Sind es im Anfangsstadium noch Werte im Bereich >30 mN/m, so sinken diese allmählich weiter ab, vor allem bei thermisch hoch belasteten Geräten und insbesondere auch bei nichtinhibierten Ölen, und mahnen zu erhöhter Wachsamkeit, sobald die 20 mN/m-Grenze unterschritten wird.

Ab 15 mN/m und weniger ist es angebracht, vorbeugende Massnahmen zu unternehmen (Ölregeneration oder gar -wechsel). Denn nun besteht die Gefahr, dass das Isolieröl seine 2. Aufgabe verliert: d.h. neben der Isolation den Abtransport der Wärme.

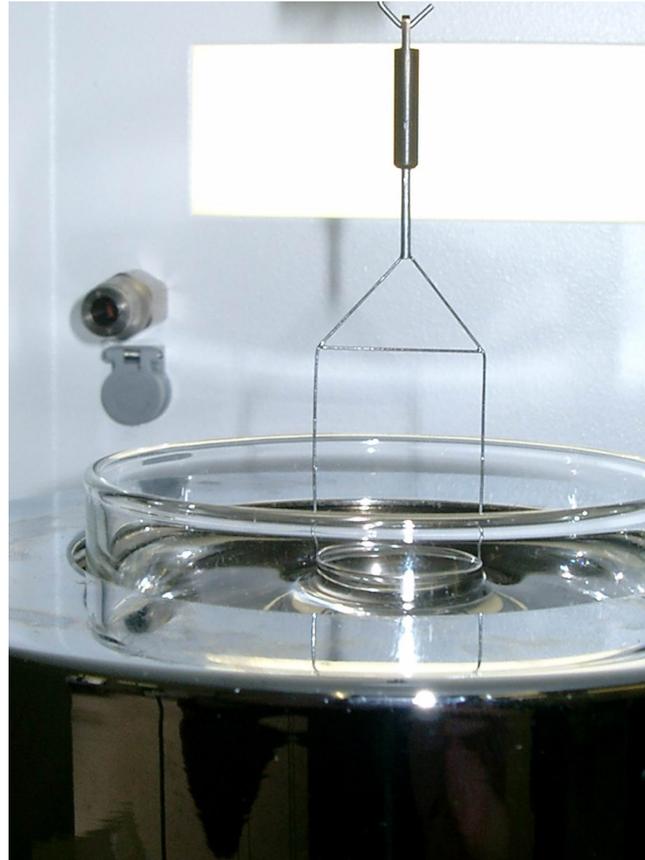


Abb. 5: Messung der Grenzflächenspannung von Wasser gegenüber Luft / Isolieröl

Der Grund für diesen überraschenden Nebeneffekt liegt darin, dass neben den bei dem vorstehend beschriebenen Oxidationsprozess gebildeten Tensiden noch weitere Verbindungen entstehen, die sich dann mit diesen zu harzartigen Grossmolekülen zusammenlagern und schliesslich als Schlämme ausfallen. In freien Ölspalten schwimmend, vermindern sie die Durchschlagsfestigkeit des Öles beträchtlich, während sie nach Ablagerung auf den Wicklungsoberflächen die Wärmeabfuhr vermindern und somit zu einem beschleunigten thermischen Abbau der Feststoffisolation führen können.

6. Schlussfolgerung

Die routinemässigen dielektrisch-chemischen Kontrollen eines Isolieröls gewinnen mit dessen zunehmendem Alter immer mehr an Bedeutung. Durch die Wahl der geeigneten Prüfparameter und der auf das Objekt bezogenen Interpretation der Messresultate hat der Betreiber eines betroffenen Gerätes eine Entscheidungsgrundlage in der Hand, nicht nur den momentanen Zustand des Dielektrikums und Kühlmittels zu beurteilen, sondern auch die zu erwartende Entwicklung desselben abschätzen zu können. Dadurch ist er imstande, rechtzeitige Massnahmen einzuleiten, bevor durch einen Ausfall oder irreparablen Schaden ein Weiterbetrieb verunmöglicht wird.

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Verfeinerte Test- und Herstellungsmethoden als Folge verschärfter Anforderungen an das Isolieröl

Helene Odelius
Nynas Naphthenics, Sweden

Diplomingenieurin Helene Odelius ist Senior Technical Advisor der Firma Nynas. Im Nynas Forschungszentrum ist sie für den Bereich der Elektroisoleröle mitverantwortlich. Ihr hauptsächliches Aufgabengebiet umfaßt die Produktentwicklung aber auch die technische Kundenberatung auf globaler Basis. Neben ihrer Tätigkeit bei Nynas ist Helene Odelius Mitglied bei nationalen und internationalen Gremien zur Erarbeitung von Isolieröl- Standards. Vor der Anstellung bei Nynas war sie als Korrosionsexpertin in der Nuklearindustrie beim schwedischen Unternehmen Studsvik Nuclear AB tätig.

Verfeinerte Test- und Herstellungsmethoden als Folge verschärfter Anforderungen an das Isolieröl

Helene Odelius

Nynas Naphthenics, SWEDEN

1 Übersicht

Seit mehr als 150 Jahren wird Mineralöl zur Herstellung von Transformatorenöl verwendet. Die Notwendigkeit von Zuverlässigkeit und einer langen Lebensdauer stellte immer eine besonders hohe Anforderung für Isolierflüssigkeiten dar. Aus diesem Grund wurden Standards entwickelt, mit denen sichergestellt werden sollte, dass die Anforderungen eingehalten werden.

Wegen gestiegener Anforderungen und beobachteter Abnahme der Isolierleistung bei der Feststoffisolation aufgrund einer Ablagerung von Kupfersulfid sind die gewählten Testmethoden und Spezifikationen in Neubearbeitung.

Die Herstellung von Transformatorenöl kann optimiert werden, um die neuen Anforderungen zu erfüllen. Das vorliegende Papier beschreibt die Ölchemie im Allgemeinen sowie die Grundlagen für diese Optimierung. Für in Betrieb befindliche Transformatoren ist ein kostengünstiger Weg zur Reduzierung der Risiken das Hinzufügen von organischen Metallpassivatoren. Ergebnisse der Laboruntersuchungen zum Verhalten von Passivatoren werden vorgestellt.

2 Einführung

Die kürzlich aufgetretenen Ausfälle einiger neu installierter Transformatoren und Reaktoren, die am oberen Ende ihrer Lastauslegung und Betriebstemperatur betrieben wurden, sind offenkundig besorgniserregend. Untersuchungen zur Ursache für diese Ausfälle und das Verstehen der Mechanismen hinter diesen Ausfällen haben für alle Beteiligten in diesem Industriebereich, Nynas eingeschlossen, höchste Priorität.

Der Hauptgrund für die Ausfälle scheint eine Reduzierung der Isolierleistung der Feststoffisolation zu sein, die durch Bildung und Ablagerung von Kupfersulfid auf dem Zellstoff in den Windungen zurückzuführen ist. Ein Zusammenwirken der Zustände, wie hohe Belastung und hohe Betriebstemperaturen, und die gleichzeitige Verwendung von Transformatorenölen mit einem hohen Grad an inhärenter Oxidationsbeständigkeit werden als Risikofaktoren bei diesem Prozess angesehen.

Abbildung 1 zeigt die schematische Darstellung von Zellstoff mit Kupfersulfidablagerung. Kupfersulfid ist teilweise leitfähig und kann die Isolation anfällig für Spannungsstörungen machen.

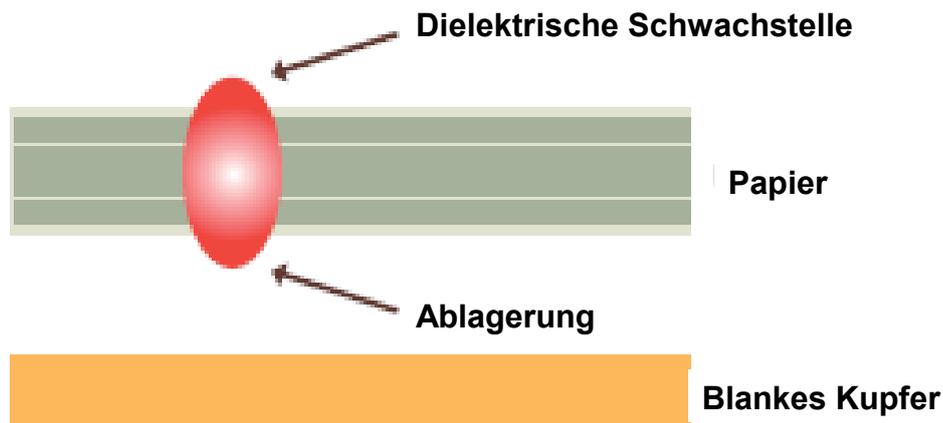


Abbildung 1: Schematische Darstellung von Zellstoff mit Kupfersulfidablagerung.

Da das Herabsetzen der Schwere der Betriebsbedingungen nicht wirklich ein Potenzial darstellt, müssen die Öle angepasst werden, um die steigenden Anforderungen zu erfüllen, denen sie ausgesetzt werden. Aus diesem Grund werden momentan neue Testmethoden zur Erkennung von potenziell korrosivem Schwefel in Transformatorenölen eingeführt, die Bestandteil der internationalen Spezifikationen für Transformatorenöl ASTM D3487 [1] bzw. IEC 60296/03 [2] sein werden.

Es sollte noch einmal hervorgehoben werden, dass die Anzahl der berichteten Ausfälle im Vergleich zur großen Anzahl von Transformatoren auf der ganzen Welt, die Öl enthalten, das zwar die zu ihrer Zeit gültigen Standards erfüllte, die neu einzuführenden Tests aber nicht mehr bestehen würde, sehr gering ist. Trotzdem ist das Problem eine Realität und damit Thema für die gesamte Elektrizitätsindustrie.

Bei in Betrieb befindlichen Transformatoren, deren Risiko als hoch eingestuft wird, lässt sich das Risiko durch eine Reihe von Maßnahmen verringern, wie zum Beispiel Ölaufbereitung, Ölwechsel oder Hinzufügen eines organischen Kupferoberflächenpassivators. Das Hinzufügen eines Passivators funktioniert und ist die weitaus preisgünstigste Methode zur Reduzierung der Risiken. Der Kupferpassivator verhindert eine Ablösung des Kupfers, indem er sich an die Metalloberfläche anlagert.

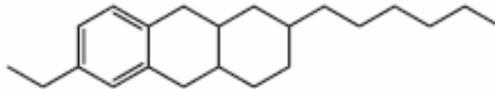
Nynas hat eine neue Produktreihe eingeführt, die Nova Grades. Diese Produkte bestehen alle neuen Tests und sind für eine Beibehaltung des chemischen Gleichgewichts zwischen Öl, Kupfer und Zellstoff auch in sehr anspruchsvollen Anwendungen optimiert. Bei diesen Ölen ist das Hinzufügen eines Metallpassivators nicht erforderlich.

3 Ölchemie im Überblick

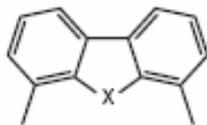
Rohöl enthält Tausende unterschiedliche Typen von Molekülen, die aus verschiedenen Kohlenstoff-Kohlenstoff-Strukturen mit angebindenem Wasserstoff bestehen. Größe und Form dieser Moleküle unterscheiden sich. Es gibt gerade Ketten und verzweigte Kohlenwasserstoffe (auch bekannt als paraffinische Kohlenwasserstoffe), teilweise gesättigte Kohlenwasserstoffringe (auch naphthenische Kohlenwasserstoffe genannt) und teilweise ungesättigte Kohlenwasserstoffringe (auch aromatische Kohlenwasserstoffe genannt) in verschiedenen Kombinationen.

Viele Moleküle im Rohöl enthalten neben Kohlenstoff und Wasserstoff auch weitere Atome wie zum Beispiel Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff. Diese Atome sind als Heteroatome bekannt und können unterschiedliche Auswirkungen auf die Eigenschaften des Öls und seine Fähigkeit zur Reaktion mit dem in einem Transformator befindlichen Kupfer haben. Die meisten Heteroatome im Öl sind an aromatische Strukturen gebunden, die Heterozyklen (Abbildung 2) genannt werden. Es sind aber auch andere Typen von heteroorganischen Verbindungen vorhanden.

TYPISCHER KOHLENWASSERSTOFF



TYPISCHE HETEROZYKLEN



X=S BENZOTHIOPHENE

X=N CARBAZOLE

Abbildung 2: Typische Strukturen einiger einzelner Moleküle von naphthenischen Ölen.

Da Heteroatome eine wichtige Rolle bei der Wechselwirkung zwischen Öl und Kupfer in Transformatoren spielen, werden die im Rohöl vorhandenen Schwefel- und Stickstoffverbindungen in den folgenden Abschnitten genauer beschrieben.

3.1 Schwefel in Rohölen und Raffinerieprodukten

Im Rohöl ist Schwefel in Tausenden unterschiedlichen Typen von Molekülen vorhanden. Eine positive Identifizierung und Quantifizierung jeder einzelnen Verbindung und die Untersuchung der Auswirkungen dieser bestimmten Verbindung auf die Eigenschaften des Öls sind nicht realistisch. Stattdessen unterteilen die Ölchemiker die Verbindungen in Gruppen, wie zum Beispiel Thiophene, Benzothiophene, Naphtobenzothiophene, Thiole, Sulfide usw. Es gibt Unterschiede bei der Reaktionsfähigkeit der verschiedenen Molekülgruppen. Auch die Größe und die Form der Moleküle beeinflusst die Wechselwirkung mit anderen Materialien und Verbindungen.

Die meisten schwefelhaltigen Moleküle im Rohöl werden bei der Raffination während der Herstellung des Transformatoröls entfernt. Der verbleibende Schwefel beeinflusst jedoch die endgültigen Eigenschaften des Transformatoröls auf verschiedene Arten. Einige schwefelhaltige Moleküle sind natürliche Oxidationsinhibitoren und einige können zu einer Entfärbung der Kupferoberflächen führen. Der Gesamt-Schwefelgehalt der einzelnen Gruppen kann über einen GC-SCD (Gaschromatographie-Schwefel-Chemolumineszenzdetektor) bestimmt werden. In Tabelle 1 ist der Gesamt-Schwefelgehalt (ppm) von verschiedenen Molekültypen in einem typischen Destillat und in niedrig und hoch raffinierten Produkten aufgeführt.

Schwefelgehalt (ppm)			
	Destillat	Niedrig raffiniertes Produkt	Hoch raffiniertes Produkt
Benzo- und Dibenzothiophene	5091	1596	62
Ungelöste Sulfide und Disulfide	11090	9041	113
Schwefelgehalt gesamt	16181	10637	175

Tabelle 1 Gesamt-Schwefelgehalt (ppm) von verschiedenen Molekültypen, gemessen mit einem GC-SCD in typischen Raffinerieprodukten.

3.2 Stickstoff in Rohölen und Raffinerieprodukten

Stickstoffhaltige Verbindungen (NCCs) im Rohöl und seinen Fraktionen können im Allgemeinen in heterozyklische und nicht-heterozyklische Verbindungen getrennt werden (s. o.). Die letzte Gruppe ist in größeren Konzentrationen vorhanden und kann basische oder nicht-basische Charakteristiken haben.

Die leichteren und nicht basischen NCCs können durch eine Behandlung mit Wasser effektiv entfernt werden. Abhängig von der Stärke der Raffination werden die basischen heterozyklischen NCCs zunehmend entfernt und nur kleine Mengen heterozyklischer NCCs verbleiben im Endprodukt.

Obwohl der Stickstoffgehalt geringer als der Schwefelgehalt ist, spielt er beim fertigen Transformatorenöl jedoch eine wichtige Rolle. Einige stickstoffhaltige Verbindungen fungieren als Metallpassivatoren und einige können den Transport von Kupfer von der Leiteroberfläche in das Öl beeinflussen.

4 Herstellungsverfahren von Isolierölen

Mineralöle enthalten Tausende unterschiedliche Moleküle, die raffiniert und optimiert werden müssen, damit sie zu den bestmöglichen Transformatorenölen werden und die erforderlichen Spezifikationen erfüllen. Dies bedeutet eine komplizierte Optimierung der Herstellungstechniken. Die neuen, strengeren Anforderungen bezüglich der Oxidationsbeständigkeit des Öls und der Wechselwirkung mit dem Kupfer haben diese Optimierung noch schwieriger gemacht. Für jeden einzelnen Typ von Transformatorenöl muss eine geeignete Herstellungstechnik entwickelt werden. Bei nicht inhibierten Transformatorenölen kann dies durch die Verwendung verschiedener Raffinerieprodukte gelöst werden, sodass Transformatorenöle produziert werden können, die die neuen Bedingungen ohne Verringerung der Oxidationsbeständigkeit erfüllen.

Bei der Herstellung von Transformatorenöl aus Rohöl wird eine Reihe verschiedener Prozesse durchlaufen; diese werden nachfolgend kurz erläutert. Der gemeinsame Ausdruck für diese Prozesse lautet "Raffination" und sie dienen zur Änderung der Rohöleigenschaften in die für das Transformatorenöl gewünschten Eigenschaften.

4.1 Destillation

Die Destillation kann als Methode zur Sortierung der Ölmoleküle nach Größe und Form angesehen werden. Dies ist der erste Schritt der Ölraffination, der angewendet wird, seitdem die Ölraffination vor 150 Jahren eingeführt wurde. Bei diesem Verfahren wird das Rohöl durch Fraktionierung in Destillate mit unterschiedlichen Siedepunkten getrennt. Vakuumtechniken senken den Siedepunkt für die Kohlenwasserstoffe und erlauben die Fraktionierung schwererer Moleküle. Die Destillation wird in einem Fraktionierturm durchgeführt und verschiedene Destillate und ein Rückstand, Schweröl oder Bitumen, werden gleichzeitig und kontinuierlich produziert.

4.2 Entparaffinierung

Naphthenisches Rohöl enthält fast keine N-Alkane und erfordert keinen Schritt zur Wachsentsfernung. Für viele paraffinische Rohöltypen ist eine Wachsentsfernung jedoch unerlässlich, damit annehmbare Niedrigtemperatureigenschaften erzielt werden können. Bei einer herkömmlichen Entparaffinierung kann das Wachs nicht vollständig aus dem Öl entfernt werden. Es wird immer Wachse geben, die unterhalb des gewählten Entwachungspunktes liegen. Das Prinzip dieses Verfahrens beruht darauf, dass das Öl mit einem Lösungsmittel gemischt und dann abgekühlt wird. Die N-Alkane können dann kristallisieren und das Wachs wird ausgefiltert. In modernen Raffinerien wird die Entwachsung mit Lösungsmitteln durch ein katalytisches Verfahren ersetzt. Dieses Verfahren verbraucht weniger Energie und erzielt eine bessere Ausbeute.

4.3 Extraktion

Die Extraktion dient zur Entfernung reaktiver, dunkler und polarer Moleküle aus den Destillaten. Bei diesem Verfahren wird das Öl mit einem Lösungsmittel gemischt (z. B. SO₂ oder Furfural). Die Mischung wird in einer Raffinationsphase und einer Extraktionsphase in aromatische und heteroaromatische Moleküle mit Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff getrennt.

4.4 Behandlung mit Schwefelsäure/Tonerde

Schwefelsäure ist das vielfältigste Raffinationsmittel, das bekannt ist. Diese Säure fungiert je nach Temperatur und Konzentration als Extraktionsmedium und als Reaktionsmittel. Rauchende Schwefelsäure wird in einigen Ländern weiterhin zur Produktion von Weißöl verwendet, das vollkommen frei von aromatischen Molekülen und Heteroatomen ist. Aktive Tonerde wird von einigen Raffinierern weiterhin in der letzten Verarbeitungsstufe verwendet, um Spuren von Unreinheiten zu entfernen, die auf der Oberfläche der Tonerde anhaften.

4.5 Hydrotreating

Hydrotreating basiert auf der chemischen Umwandlung von unerwünschten Molekülen in erwünschte. Dies geschieht mithilfe eines Katalysators und mit Wasserstoff unter hohem Druck und bei hohen Temperaturen. Bei der Hydrierung werden polare Verbindungen, aromatische und heteroatomische Moleküle auf der Oberfläche des Katalysators zusammen mit Wasserstoff adsorbiert. Der Katalysator vereinfacht dann die Reaktion.

5 Optimierung der Eigenschaften

Um ein gutes Transformatoröl herzustellen, muss ein Gleichgewicht zwischen den Molekülen gefunden werden, die nach der Raffination aus dem Rohöl übrig geblieben sind. Das optimale Gleichgewicht hängt von der Anwendung und dem Typ des Transformatoröls ab.

Während der Raffination wird die Menge an polaren Verbindungen, aromatischen und heteroatomischen Molekülen verringert. Die verschiedenen Molekülgruppen im Transformatoröl tragen auf unterschiedliche Weise zur Gesamtleistung bei. Die Korrosionsbeständigkeit, die elektrischen Eigenschaften und das Verhalten gegenüber synthetischen Inhibitoren sind drei Faktoren, die mit zunehmendem Raffinationsgrad verbessert werden (Abbildung 3).

Die Oxidationsrate von Mineralölen hängt sehr stark von ihrem Raffinationsgrad ab, von der Betriebstemperatur, der sie ausgesetzt sind, von der insgesamt verfügbaren Sauerstoffmenge, vom Vorhandensein natürlich vorkommender Antioxidationsmittel sowie vom Typ des verwendeten synthetischen Antioxidationsmittels (im Fall von inhibierten Ölen).

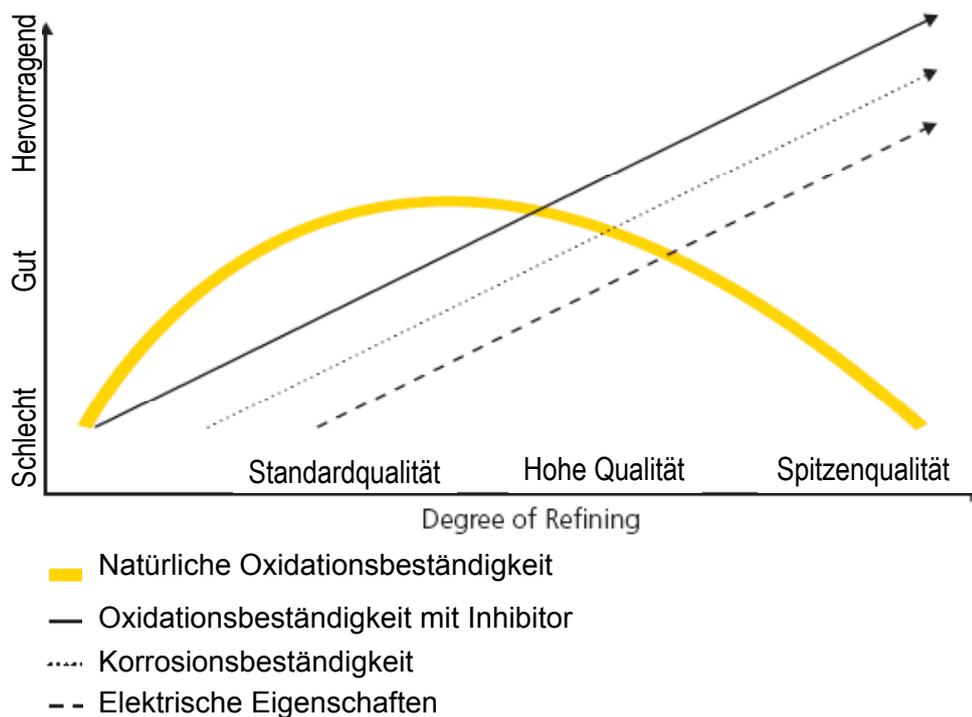


Abbildung 3: Leistung von Transformatorölen als Funktion vom Raffinationsgrad.

Einige der im Rohöl enthaltenen schwefelhaltigen Verbindungen müssen auf den Transformatoröl zurückgeführt werden, um die Oxidationsbeständigkeit sicherzustellen. Dies ist insbesondere bei nicht inhibierten Transformatorölen erforderlich. In den meisten Fällen sind Verbindungen, die sehr aktiv als Oxidationsinhibitoren fungieren auch sehr reaktiv gegenüber Kupferoberflächen und führen daher bei diesen

zu einer Entfärbung. Elementarer Schwefel führt bei 60° C zu einer Entfärbung, während Thiole bei 100° C stark reagieren. Wenn die Temperatur hoch genug ist, reagieren alle Schwefelverbindungen mit der Kupferoberfläche. Um die hohen Anforderungen bezüglich der Wechselwirkung zwischen Öl und Kupfer zu erfüllen und gleichzeitig die Oxidationsbeständigkeit sicherzustellen, muss bei der Herstellung das richtige Gleichgewicht gefunden werden.

Die Oxidationsbeständigkeit von schwefelfreiem Öl ist im Vergleich zu den Grenzwerten der gebräuchlichen internationalen Spezifikationen (IEC 60296/03 und ASTM 3487) sehr gering (siehe Abbildung 4). Deshalb müssen für nicht inhibierte Öle dem Mineralöl bei der Raffination ausgewählte reaktive Schwefelkomponenten hinzugefügt werden. Die Oxidationsbeständigkeit wird über die Säurezahl und die Rückstandsbildung nach Behandlung über einen Zeitraum von 72 Stunden mit Sauerstoffblasen bei 110° C (ASTM D2440, 72h) bestimmt.

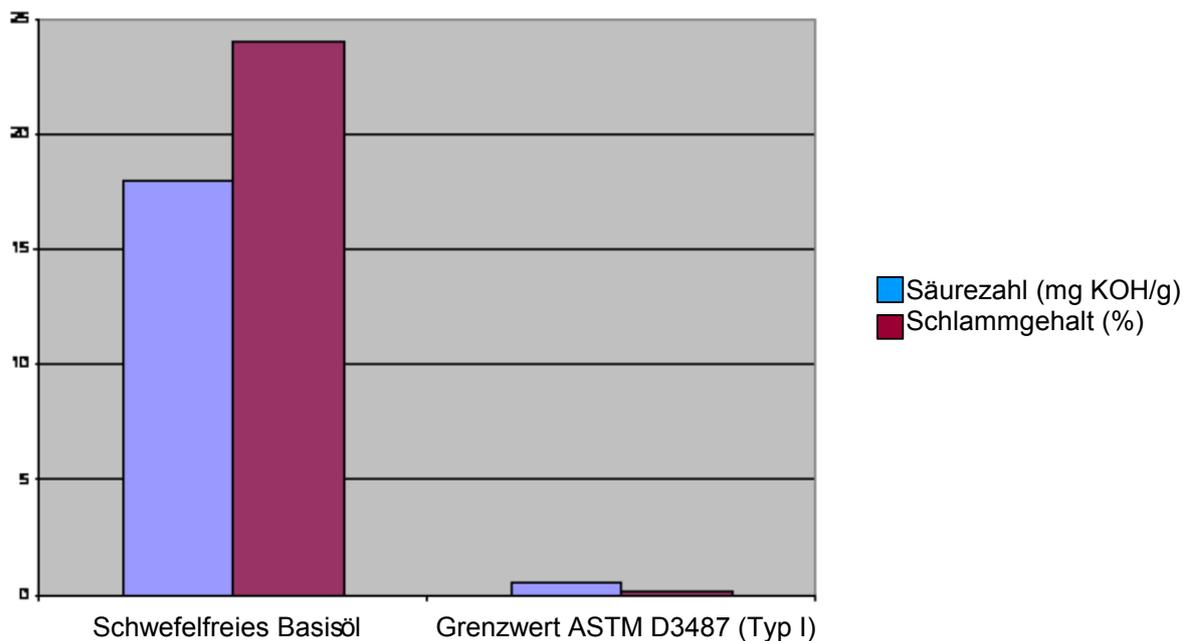


Abbildung 4: Oxidationsbeständigkeit von schwefelfreiem Basisöl, ermittelt anhand der Testmethode ASTM D2440, im Vergleich zum Grenzwert der Spezifikation ASTM D3487.

Hoch raffinierte inhibierte Öle haben eine sehr gute Reaktion auf den synthetischen Oxidationsinhibitor. Dies bedeutet, dass die Oxidation des Öls sehr langsam ist. Die Öle haben außerdem einen geringen Schwefelgehalt (Abbildung 3).

Eine schematische Darstellung des Oxidationsverhaltens der verschiedenen Typen von Transformatorenöl wird in Abbildung 5 gezeigt.

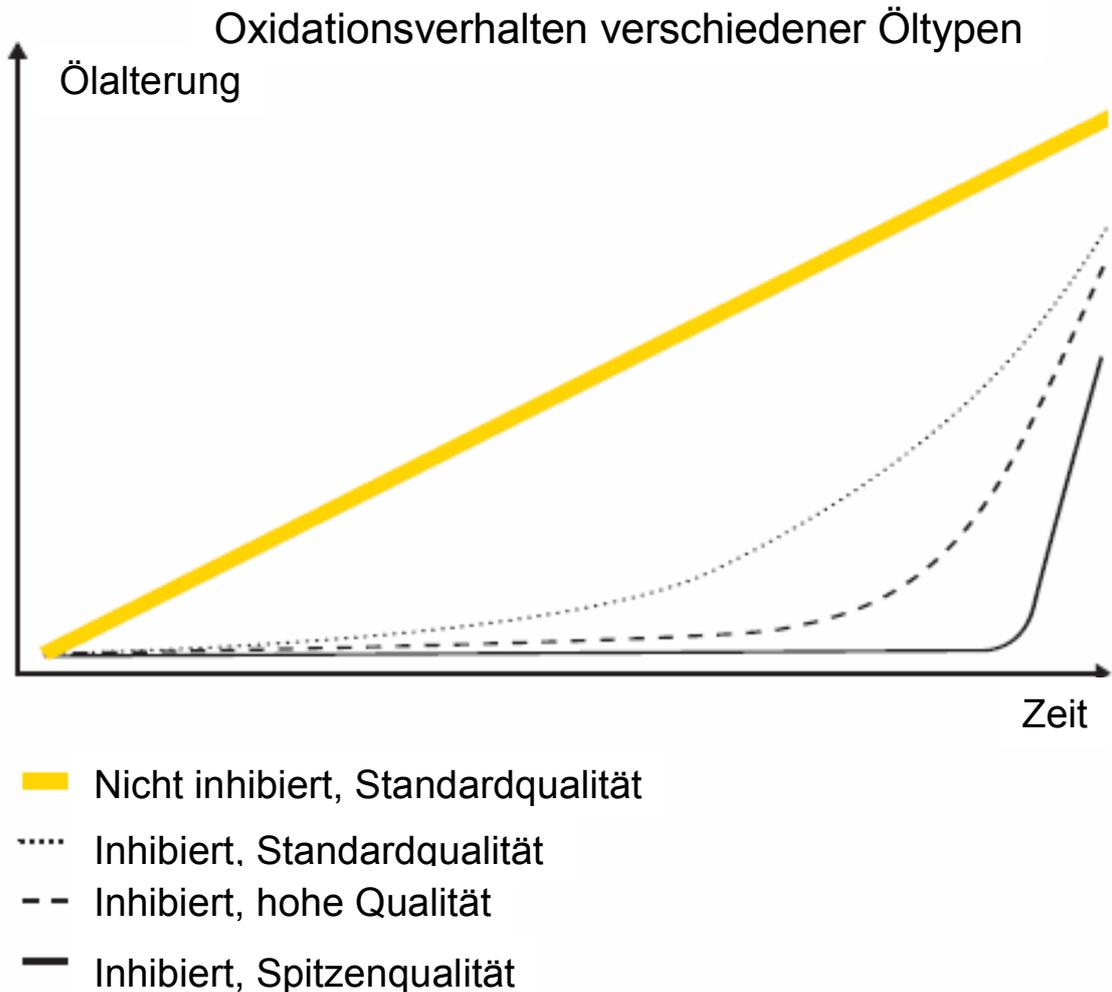


Abbildung 5: Oxidationsverhalten verschiedener Transformatorenöle als Funktion der Zeit.

6 Passivierung von in Betrieb befindlichen Ölen

Für bereits in Betrieb befindliche Transformatoren/Reaktoren gibt es eine einfache und kostengünstige Maßnahme zur Verhinderung von Kupferablösungen und nachfolgender Ablagerung von Kupfersulfid. Dazu ist dem Isolieröl ein Passivator hinzuzufügen.

Bei der Passivierung findet eine schnelle Verteilung des Passivators zwischen der Leiteroberfläche, dem Papier und der Ölmasse statt. Aus diesem Grund kann der Passivatorgehalt im Öl in den ersten Monaten nach der Passivierung abnehmen. Nach einiger Zeit hat sich die Konzentration stabilisiert. Abbildung 6 zeigt die schematische Darstellung der Verteilung des Passivators nach seinem Hinzufügen.

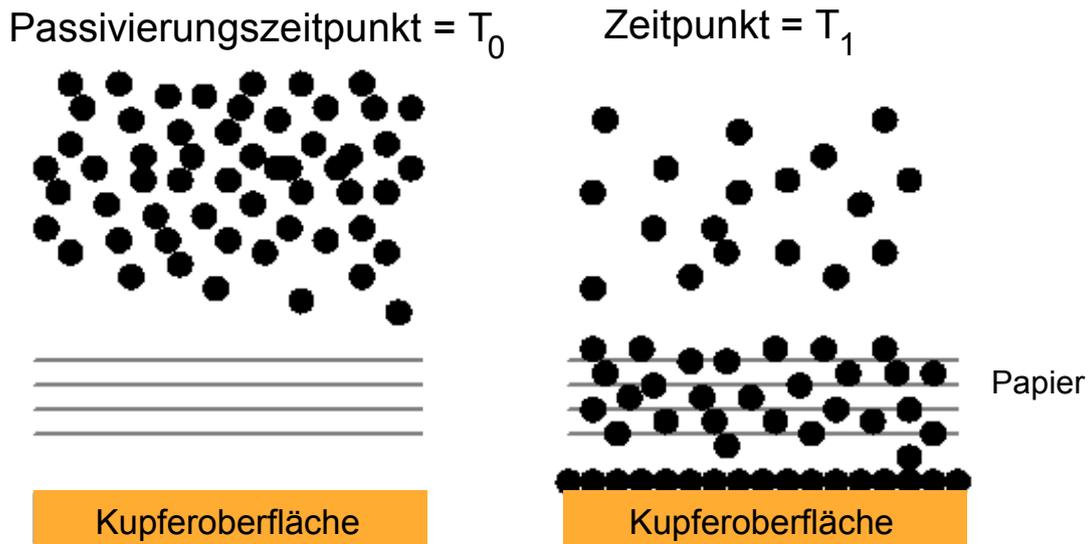
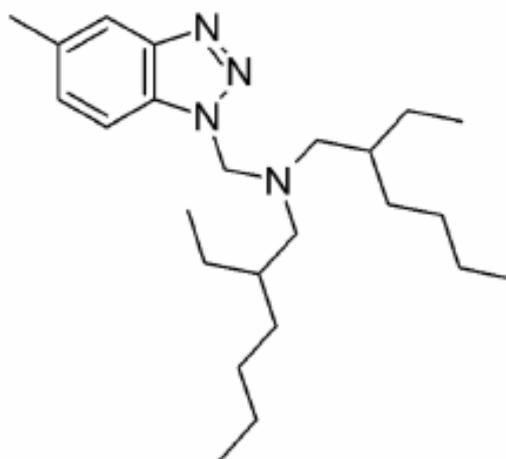


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Verteilung des Passivators nach seinem Hinzufügen.

Die Bildung der Passivatorschicht auf der Metalloberfläche verhindert weitere Korrosion und Ablösung. Der Passivator erzeugt eine chemische Schicht, die das Kupfer vor dem Öl und das Öl vor dem Kupfer schützt.

In der Elektroindustrie bestehen die am häufigsten verwendeten organischen Passivatoren aus Benzotriazolderivaten (BTA). Die methylsubstituierte Variante, bekannt als Tolytriazol (TTA), ist etwas besser löslich in Öl als BTA. Vollständig mischbar mit Ölen ist TTA jedoch nur, wenn es durch N-Aminomethylation deutlich weniger hydrophil gemacht wird. Ein Beispiel dafür ist Irgamet 39™ (CIBA Specialty Chemicals), Abbildung 7.



Irgamet 39™

Abbildung 7: Ein häufig verwendeter Metallpassivator zum Schutz von in Betrieb befindlichen Transformatoren, deren Risiko als hoch eingestuft wird.

Nynas führte ausführliche Untersuchungen zu den Leistungen des Passivators durch [3-5]; die wichtigsten Ergebnisse lauten:

- Der Passivator verhält sich bei einem in Betrieb befindlichen Transformator stabil.
- Qualitativ hochwertige Öle mit verbesserter Oxidationsbeständigkeit minimieren eine Beschädigung des Passivators.
- Die Haftung des Passivators auf der Kupferoberfläche kann als irreversibel angesehen werden.
- Die Passivierung wirkt auch auf Kupferoberflächen, auf denen sich bereits Kupfersulfid gebildet hat.
- Ein Teil des hinzugefügten Passivators wird vom Papier absorbiert.

Wird Öl mit geringer Oxidationsbeständigkeit verwendet oder liegen andere Zeichen einer starken Oxidation vor, sollte der Passivierungseffekt sorgfältig überwacht werden, indem auf ein Vorhandensein von potenziell korrosivem Schwefel überprüft oder der Passivatorinhalt mit HPLC geprüft wird.

In Studien konnte nachgewiesen werden, dass Passivatoren die Transformatorleistungen nicht negativ beeinträchtigen. Es ist jedoch wichtig, darauf hinzuweisen, dass der Passivator Schwächen, die vor der Passivierung aufgetreten sind, nicht beheben kann.

7 Zusammenfassung und Fazit

Während unserer Untersuchung der Mechanismen, die an den Ausfällen beteiligt waren, fanden wir heraus, dass die heterozyklischen Verbindungen, die Schwefel-, Stickstoff- oder Sauerstoffatome enthalten, einen positiven oder einen negativen Effekt haben können. Dieser ist abhängig von der Betriebstemperatur, der Last, der Verfügbarkeit von Sauerstoff und von anderen Faktoren im Transformator.

Die Anforderungen an Transformatorenöle steigen ständig. Um für jede Anwendung Produkte produzieren zu können, die auf dem neusten Stand der Technik sind, ist ein Verständnis der Ölchemie und ihrer Auswirkungen auf die Eigenschaften des Öls unerlässlich. Die endgültigen Eigenschaften von Transformatorenöl für verschiedene Anwendungen kann während des Herstellungsprozesses gesteuert werden.

Für jeden einzelnen Typ von Transformatorenöl muss eine geeignete Herstellungstechnik entwickelt werden. Bei nicht inhibierten Transformatorenölen kann dies durch die Verwendung verschiedener Raffinerieprodukte gelöst werden, sodass Transformatorenöle produziert werden können, die die neuen Bedingungen ohne Verringerung der Oxidationsbeständigkeit erfüllen.

Für in Betrieb befindliche Transformatoren ist die praktikabelste Lösung das Hinzufügen eines Passivators. Es stehen jedoch noch keine langfristigen Daten zum Verhalten von Passivatoren in Transformatoren zur Verfügung. Laboruntersuchungen haben jedoch gezeigt, dass die Stabilität der Passivatoren in chemischen Systemen, die denen der Transformatorumgebung entspricht, sehr gut ist.

8 Literatur

- [1] *“Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus” (Standardspezifikation für Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln)*, ASTM D3487-00, ASTM International, 2001

- [2] *“Fluids for electro technical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear” (Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen - Neue Isolieröle für Transformatoren und Schaltgeräte)*, IEC 60296, IEC, 2003

- [3] P. Wiklund, M. Levin, B. Pahlavanpour, *“Metal Passivators and Copper Dissolution in Transformers” (Metallpassivatoren und Kupferablösung in Transformatoren)*, IEEE Electrical Insulation Magazine, 2007, Band 23, Ausgabe 4, S. 6-14

- [4] P. Wiklund, *“The Chemical Stability of Benzotriazole Copper Surface Passivators in Insulating Oils” (Chemische Stabilität von Kupferoberflächenpassivatoren auf der Basis von Benzotriazo in Isolierölen)*, Ind. Eng. Chem. Res., 2007, Band 46, S. 3312-3316

- [5] M. Levin, P. Wiklund and H. Arwin, *“Adsorption and film growth of N-methyl amino substituted triazoles on copper surfaces in hydrocarbon media” (Adsorption und Belagwachstum von N-methyl-amino-substituierten Triazolen)*, Zur Veröffentlichung angenommen, Applied Surface Science, 2007

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Bewertung von potentiell korrosivem Schwefel in Elektro-Isolierölen

Volker Null

Shell Global Solutions GmbH, Hamburg

Dr. Volker Null ist Diplom-Chemiker und hat bei Prof. Dr. Dr. h.c. F. Effenberger an der Universität Stuttgart im Jahr 1992 promoviert. Im Jahr 1992 trat er in die Deutsche Shell AG als Produktentwickler für Isolieröle ein und leitete von 1993 bis 1996 die Gruppe Spezialanalytik. Danach war er ein Jahr als Produktexperte für PKW Dieselmotorenöle tätig und ab 1997 verantwortete er als Technology Manager Industrial Specialities die Forschung und Entwicklung für Spezienschmierstoffe einschließlich Isolieröle, Fabrikationsöle, Kältemaschinenöle. Ab Dezember 2007 wird Herr Dr. Null die Leitung der Abteilung Schmierstoffe im PAE Labor bei Shell Global Solutions (Deutschland) GmbH übernehmen.

Bewertung von potentiell korrosivem Schwefel in Elektro-Isolierölen

Volker Null

Shell Global Solutions GmbH, Hamburg

ZUSAMMENFASSUNG

Schwefel wird während der Rohölverarbeitung größtenteils entfernt und die resultierenden Schmierstoffgrundöle enthalten nur noch sehr geringe Schwefelkonzentrationen. Mit dem Auftreten der neuen Kupferkorrosionsteste bestanden einige Shell Isolieröle diese Tests, während manche Isolieröle im Test als korrosiv gefunden wurden. Es ist gelungen sowohl inhibierte aber auch nicht-inhibierte Isolieröle unter Beibehaltung des Leistungsprofils erfolgreich zu reformulieren und die Verwendung von Passivatoren zu umgehen.

Erfahrungen mit der visuellen Bewertung der Papierstriefen nach dem IEC 62535 Test zeigten, dass die Anwendung von REM/EDX die Interpretation von zweifelhaften Ergebnissen signifikant verbessert.

EINFÜHRUNG

In den vergangenen Jahren wurde von allen im Bereich Energieerzeugung tätigen Unternehmen wie Traföhersteller, Stromerzeuger und –verteiler, Komponenten und Materiallieferanten und deren Kunden die potentielle Gefahr durch Kupferkorrosion und Ablagerungen von Kupfersulfid in Transformatoren wahrgenommen.

Die Zahl der bestätigten Transformatorausfälle aufgrund von Kupferkorrosion und Kupfersulfidablagerung ist im Vergleich zur Gesamtzahl der installierten Transformatoren gering – im Bereich zwischen 20 bis 100, Fällen weltweit seit 2000 – und betraf verschiedene Trafokonstruktionen und Komponenten [1, 2]

Die betroffenen Geräte und Komponenten waren alle gemäß etablierter Industriestandards wie zum Beispiel die “International Electrotechnical Commission (IEC)”, die “American Society for Testing and Materials standards” (ASTM) und das “International Council for Large Electrical Systems (CIGRE)” gefertigt.

Bisherige Untersuchungen haben gezeigt, daß die Bildung von Kupfersulfid auf der Papierisolation wie sie in Transformatoren verwendet wird zu einer Schwächung der Isolierung und in einigen Fällen zu Geräteausfällen führen kann.

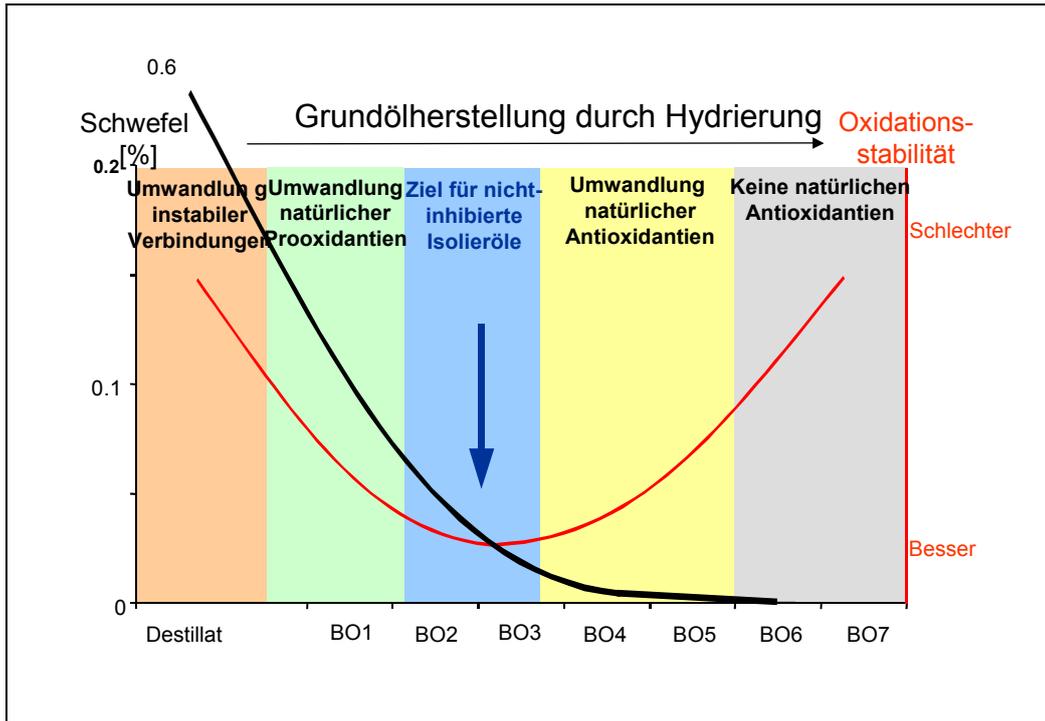
SCHWEFEL IM ROHÖL UND ENTFERNUNG WÄHREND DER VERARBEITUNG

Rohöl besteht überwiegend aus einer großen Vielzahl von aromatischen, naphthenischen und paraffinischen Kohlenwasserstoffen, wobei diese Verbindungen auch Schwefel, Stickstoff oder andere Heteroatome enthalten können. Der typische Schwefelgehalt von Rohölen ist abhängig von der Rohölprovenienz und kann über einen weiten Bereich variieren, wobei sowohl für naphthen- als auch für paraffinbasierte Rohöle jeweils geringere oder höhere Schwefelgehalte auftreten (Tabelle 1). Der Schwefelgehalt einer Rohölsorte ist dabei über einen längeren Produktionszeitraum fast unverändert. Für die Sorte Arabian light lag der Schwefelgehalt im Jahr 1972 bei 1,8 Prozent und stieg nur marginal auf 1,9 Prozent im Jahr 1994.

ROHÖL	TYP	HERKUNFT	SCHWEFEL [%]
Laguna	Naphthenbasisch	Venezuela	2.7
Marlim	Naphthenbasisch	Brasilien	0.65
Brent	Paraffinbasisch	Nordsee	0.2
Arabian light (1972)	Paraffinbasisch	Saudi Arabien	1.8
Arabian light (1994)	Paraffinbasisch	Saudi Arabien	1.9

Tabelle 1: Schwefelgehalt in Rohöl verschiedener Provenienz

Für die Herstellung von Isolierölen wird ein geeignetes Grundöl aus der Vakuumdestillation durch nachfolgende Hydrierung oder Extraktion weiter raffiniert. Bei diesem Verarbeitungsschritt werden zuerst instabile Moleküle im Destillat umgewandelt oder entfernt. Weitere Raffination wird dann auch die die natürlich vorkommenden Oxidationsbeschleuniger und mit stärkerer Raffination auch die natürlich enthaltenen Alterungsschutzstoffe umwandeln oder entfernen. Der Schwefelgehalt von Destillatfraktionen wird insbesondere bei der Hydrierung sehr weitgehend reduziert wie in Figur 1 gezeigt ist. Ausgehend von 0,6 Prozent Schwefel im Destillat, resultiert ein Schwefelgehalt von 0,1 Prozent für Grundöl 1 (BO 1) und tiefer (BO 2 – BO 6). Unter sehr harten Verarbeitungsbedingungen wie zum Beispiel durch mehrfache Hydrierung werden Weißöle hergestellt, die aus vollständig gesättigten Kohlenwasserstoffen bestehen. In Weißölen kann Schwefel durch analytische Methoden wie Röntgenfluoreszenz nicht nachgewiesen werden (ISO 14596).



Figur 1: Einfluß der Hydrierung auf Schwefelgehalt und Oxidationsstabilität von Grundölen

Die Balance zwischen einerseits natürlichen Alterungsbeschleunigern und andererseits natürlich auftretenden Alterungsschutzstoffen ergibt ein Optimum für die Alterungsstabilität (Figur 1). Eine solche ausgeglichene Komposition von Schwefelkomponenten ist typisch für die Kategorie der nichtinhibierten Isolieröle.

Die Schwefelgehalte der nichtinhibierten Isolieröle Shell Diala B oder Shell Diala D liegen im Bereich von 0,025 bis 0,06 Prozent. Inhibierte Isolieröle enthalten bis zu 0,4 % eines phenolischen Antioxydans (BHT) und sind daher nicht notwendigerweise auf natürliche Alterungsschutzstoffe angewiesen und enthalten daher oft deutlich weniger Schwefel. Der Schwefelgehalt des neuen Shell Diala DX ist kleiner als 0,001 Prozent (Tabelle 2).

ISOLIERÖL	KATEGORIE	SCHWEFEL [%]
Diala B	Non-inhibited	0,025
Diala D	Non-inhibited	0,056
Diala DX	Inhibited	<0,001

Tabelle 2: Schwefelgehalt von nicht-inhibierten und inhibierten Isolierölen (Röntgenfluoreszenzanalyse, ISO 14596)

AUSWIRKUNG DER NEUEN TESTE FÜR KORROSIVEN SCHWEFEL AUF DIE HERSTELLUNG VON SHELL ISOLIERÖLEN

Die bestehenden Isolierölspezifikationen wie zum Beispiel ASTM D 3487 oder IEC 60296 enthalten bereits Tests um das korrosive Potential von Ölen zu untersuchen (ASTM D 1275 und DIN 51353). Alle gegenwärtigen Shell Isolieröle erfüllen die Anforderungen der entsprechenden gültigen Standards.

Es wurde jedoch festgestellt, dass die etablierten Tests nicht in der Lage waren, jene Öle zu identifizieren, die zu Trafoausfällen geführt haben [3]. Infolgedessen entwickelten ASTM, CIGRE und IEC neue Tests innerhalb der letzten zwei Jahre. Diese Tests werden im Vergleich zu den bestehenden Tests bei höheren Temperaturen und über eine längere Testdauer durchgeführt und führen zu deutlich schärferen Testbedingungen. Die IEC Arbeitsgruppe 35 hat kürzlich den ersten Entwurf eines neuen Testes als IEC 62535 fertiggestellt. Die ASTM D 1275 B Testmethode wurde unabhängig von den IEC Aktivitäten entwickelt. Es wird erwartet, dass entweder eine oder sogar beide Tests in wichtige Isolierölspezifikationen aufgenommen werden.

Als verantwortlicher Lieferant testete Shell alle Shell Diala Isolieröle von allen Lieferstellen gemäß der IEC 62535 Entwurfsfassung und der ASTM D 1275 B Testmethode. Der aktuelle Status per November 2007 ist in Tabelle 3 zusammengefasst. Heute erfüllen alle Shell Diala Produkte alle Anforderungen auch der neuen Tests.

OIL	DIN 51353	ASTM D 1275	IEC 62535	ASTM D 1275 B
Diala A	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv
Diala AX	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv
Diala B	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv
Diala BX	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv
Diala D	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv
Diala DX	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv
Diala GX	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv

Tabelle 3: Bewertung von Shell Isolierölen in Korrosionstesten (Status November 2007)

Shell sind nur zwei Ausfälle aus den letzten sieben Jahren bekannt, in denen Shell Diala Produkte im Einsatz waren. Der erste Fall ist eine Drossel in Hong Kong, die nach 19 Jahren Betrieb mit Shell Diala BG ausfiel. Der zweite Fall betrifft einen Trafoausfall im Jahr 2000 in Norwegen mit Shell Diala DX, der fünf Jahre nach der Installation auftrat. Dieser Fall wurde jetzt wieder aufgearbeitet. In keinem der beiden Fälle konnte jedoch ein Bezug zum Thema Kupferkorrosion hergestellt werden. Weltweit sind mehrere hunderttausend Transformatoren mit Shell Diala Produkten im Betrieb.

EINSATZ VON ADDITIVEN ZUR ABSENKUNG DES KORROSIVEN POTENTIALS

Die Additivierung von Isolierölen mit Buntmetallpassivatoren wie Benzotriazol oder entsprechenden Derivaten ist eine etablierte Technologie. Die Passivator-moleküle bilden dabei eine schützende Schicht auf Kupferoberflächen und verhindern damit einen korrosiven Angriff. Somit kann weitere Korrosion gestoppt werden, allerdings ist es unmöglich bereits aufgetretene Korrosionsprozesse umzukehren. Passivatoren können sich im Lauf der Zeit abbauen, daher ist es angebracht, deren Konzentration im Rahmen von Routineuntersuchungen zu verfolgen. Kürzlich wurde von der IEC die Methode IEC 60666 überarbeitet und enthält jetzt auch Informationen zur Bestimmung von Benzotriazol-derivaten.

Anhand von Untersuchungen mit korrosiven Ölen wurde bei Shell Global Solutions festgestellt, daß diese Öle nach Passivierung mit 100 mg/kg eines Benzotriazol-derivates sowohl den ASTM D 1275 B als auch den IEC 62535 Test bestehen. Es muß darauf hingewiesen werden, daß es durch Passivierung nicht möglich ist, die Korrosion auslösenden Schwefelverbindungen zu entfernen. Daher kann ein vormals korrosives Öl nach Abbau des Passivators wieder korrosiv werden. Aus diesem Grund ist es ratsam, den Passivatorgehalt über die Zeit zu verfolgen.

EINFLUSS VON TEMPERATUR UND SAUERSTOFF AUF DIE BILDUNG VON KORROSIVEM SCHWEFEL

Das Auftreten von Kupferkorrosion oder Kupfersulfidabscheidung ist von mehreren Risikofaktoren abhängig, wobei mindestens zwei eintreten müssen um ein signifikantes Risiko zu ergeben.

Risikofaktoren gemäß CIGRE A2.32 sind:

Öleigenschaften – speziell die Anwesenheit von potentiell korrosivem Schwefelverbindungen im Öl, gemessen nach den neuen Testmethoden wie beispielsweise IEC 62535 or ASTM D 1275 B

- Betriebstemperatur – entweder durch hohe Umgebungstemperatur oder starke Belastung
- Konstruktion – frei atmende oder geschlossene Bauweise und die Effektivität des Kühlsystems
- Anwendung – die überwiegende Mehrzahl der bekannten Ausfälle war in hochbelasteten Anwendungen wie Gleichstromtransformatoren, Generatortransformatoren oder Drosseln

Andere Servicebedingungen, speziell hohe elektrische Beanspruchung oder Öl-servicebedingungen die Öleigenschaften beeinflussen.

Daraus folgt, daß die Anwesenheit von Sauerstoff beispielsweise wie in frei atmenden Transformatoren einen Einfluß hat. Die Schwefelverbindungen reagieren als natürliche Alterungsschutzstoffe und werden oxidiert und reagieren dann weniger oder nicht korrosiv. In nicht-atmenden Transformatoren ist die Sauerstoffkonzentration geringer, daher bleiben die Schwefelverbindungen weitgehend unverändert und können korrosive Angriffe starten.

ERFAHRUNGEM MIT DEM IEC 62535 TEST

Die Arbeitsgruppe CIGRE A2.32 untersuchte drei Teste in einem Ringversuch mit 13 verschiedenen Ölen: 1) CCD ABB, 2) CCD Siemens und 3) eine erweiterte Version des ASTM D 1275. Die Auswertung der Ringversuchsergebnisse durch CIGRE ergab die beste Präzision für die Siemens CCD Testmethode, weiterhin wurden jene Öle eindeutig als korrosiv identifiziert, die auch im Feld zu Trafoausfällen geführt haben [5].

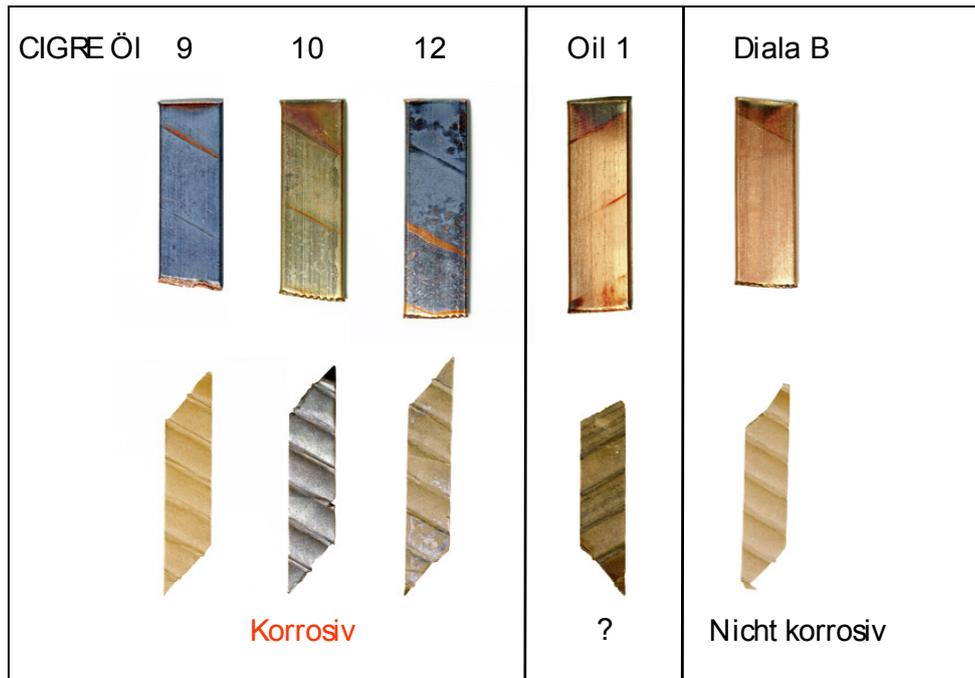
Die IEC Arbeitsgruppe 35 übernahm den CIGRE Vorschlag mit geringen Änderungen im Vergleich zur ursprünglichen Version. Der Methodenentwurf IEC 62535 enthält veränderte Beschreibungen für korrosive oder nicht-korrosive Ergebnisse um eindeutige Interpretation der Testergebnisse zu ermöglichen. Des Weiteren beschreibt die IEC 62535 auch den Einsatz der REM/EDX Analysentechnik für den Fall, dass die visuelle Auswertung der Papierstreifen zweifelhaft ist.

Die Bewertungskriterien für den Kupferstreifen sind:

- Das Ergebnis ist positiv, wenn der Kupferstreifen eine der folgenden Farben aufweist: graphitgrau, dunkelbraun oder schwarz. Alle anderen Farben werden als negatives Ergebnis gewertet.

Die Bewertungskriterien für das Papier sind:

- Kupfersulfid als Film auf dem Papier erscheint metallisch. Oft mit mattem, Blei- oder Zinn-ähnlichem Aussehen, es kann aber auch das Aussehen von Silber, Messing oder Bronze aufweisen. Die metallähnliche Oberfläche von Sulfiden kann durch Interferenzen mit blauen oder rötlichen Farben überlagert sein. Andere Verfärbungen werden nicht als Kupfersulfid bewertet.
- Kupfersulfid kann sowohl auf der Innen- als auch Außenseite des Papiers auftreten. Obwohl sich Kupfersulfid überall absetzen kann, ist den Kanten und Falten besondere Aufmerksamkeit zu schenken. Es ist zu beachten, dass Ablagerungen an den Kanten durch mechanisch eingetragenes Kupfer vom Schneiden der Windung herrühren können. Falls die metallisch scheinende Oberfläche auf die Kanten begrenzt ist, ist das nicht als positives Ergebnis für Kupfersulfid zu werten.



Figur 2: Vergleich von Ergebnissen nach dem IEC 62535 Test

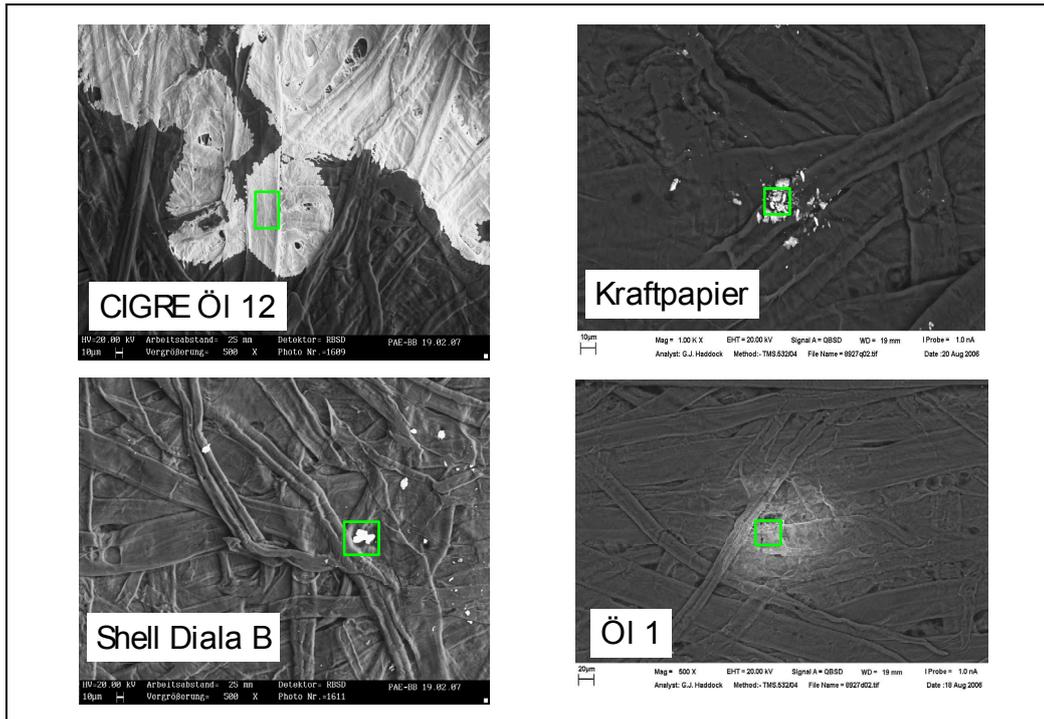
Einige Ergebnisse des IEC 62535 Tests sind in Figur 2 dargestellt. Die CIGRE Öle 9, 10 and 12 aus dem Ringversuch zeigen entweder eindeutig graue Ablagerungen auf dem Kupferstreifen (CIGRE Öle 9 und 12) oder eindeutig metallisch scheinende Ablagerungen auf dem Papier (CIGRE Öle 10 und 12). Diese Öle sind alle als korrosiv bewertet. Diala B zeigt weder Ablagerungen auf Kupfer noch auf dem Papier, daher ist die Bewertung nicht korrosiv.

Öl 1 ist ein Beispiel eines nicht-inhibierten und nicht passivierten Öles. Die Interpretation des Kupferstreifens ist nicht korrosiv; der etwas dunklere Bereich in der einer Ecke ist blau, aber nicht grau, braun oder schwarz. Auf dem Papier sind einige dunklere Ablagerungen zu sehen, die je nach Betrachtungswinkel schwach metallisch scheinen. Die Bewertung durch mehrere Personen im Labor führte zu keinen eindeutigen Ergebnissen.

Zur Identifizierung von Kupfer und Schwefel wurde daher Rasterelektronenmikroskopie mit Elementanalyse herangezogen. Erhöhte Werte für Kupfer und Schwefel und ein Atomverhältnis von 2:1 würde die Anwesenheit von Kupfer(I)sulfid anzeigen und als korrosiv bewertet werden.

Die REM-Bilder von CIGRE Öl 12, Diala B und frischen Kraftpapier im Vergleich zu Öl 1 sind in Figur 3 dargestellt. Alle Papiere wurden auch mit der REM/EDX Technik vermessen.

Die REM/EDX-Analyse der auf dem Bild von CIGRE Öl 12 hellgrau erscheinenden Bereiche ergab hohe Konzentrationen an Kupfer mit 12,8 Atomprozent und Schwefel mit 4,9 Atomprozent. Dies entspricht einem Atomverhältnis von 2,6:1 und repräsentiert daher eindeutig Kupfersulfid. Im dunkel erscheinenden Bereich des Papierstreifens wurden sehr viel geringere Gehalte an Kupfer und Schwefel festgestellt.



Figur 3: Vergleich von REM-Aufnahmen von Papierstreifen nach dem IEC 62535 Test mit frischem Kraftpapier

Für Diala B ergibt die REM/EDX Analyse des Papierstreifens 4,5 Atomprozent für Kupfer und 0,1 Atomprozent für Schwefel. Das entspricht einem Kupfer-Schwefel-Verhältnis von 45:1 und bestätigt die vorherige visuelle Interpretation „nicht korrosiv“.

Die REM/EDX Analyse des frischen Kraftpapiers ergab 5,0 Atomprozent Kupfer und 0,05 Atomprozent Schwefel und entspricht einem Kupfer-Schwefel-Verhältnis von 100:1. Die nach IEC 62535 spezifizierte Papierumwickelte Kupferwicklung enthält bereits kleine Kupferpartikel auf der Oberfläche. Ebenso wurden auch Spuren an Schwefel festgestellt.

Das REM-Bild des Papierstreifens von Öl 1 nach dem IEC 62535 Test weist einen Bereich mit helleren Punkten auf. Die REM/EDX-Analyse ergab für diese Punkte 5,6 Atomprozent Kupfer und 0,1 Atomprozent Schwefel. Dies entspricht einem Kupfer-Schwefel-Verhältnis von 56: 1. Daher wurde dieses Öl als nicht korrosiv bewertet.

Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass die REM/EDX-Analyse die Bewertung von visuell zweifelhaften Ergebnissen eindeutig verbessern kann. Es hat sich gezeigt das die überwiegende Mehrzahl der visuell zweifelhaften Ergebnisse nach der REM/EDX-Analyse als nicht korrosiv bewertet wurde.

	CIGRE Oil 12	Kraft Paper	Diala B	Oil 1
S [At%]	4.9	0.05	0.1	0.1
Cu [At%]	12.8	5.0	4.5	5.6
Cu: S	2,6 : 1	100 1	45 : 1	56 : 1
Rating	Korrosiv	Referenz	Nicht korrosiv	Nicht korrosiv

Tabelle 4: REM/EDX-Analyse von Papier nach dem IEC 62535 Test im Vergleich mit frischem Kraftpapier (Analyse der grün gekennzeichneten Bereiche)

ERFAHRUNGEN MIT ERWEITERTEN VERSIONEN DES ASTM D 1275 TESTS

Verschiedene Versionen von erweiterten ASTM D 1275 Testen wurden im Shell Laboratorium durchgeführt. Nach Publikation der ASTM D 1275 B Methode wurde ausschließlich nach dieser Methode gearbeitet. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass die Methode konsistente Ergebnisse liefert und keine weiteren Analysenschritte notwendig sind.

REFORMULATION VON SHELL DIALA D UND SHELL DIALA DX

Die alten Formulationen von Shell Diala D und Shell Diala DX wurden als korrosiv in einem oder beiden Testen gefunden. Für Shell Diala DX wurde der Schwefelgehalt noch weiter abgesenkt, während es bei Shell Diala D gelang, das Leistungsprofil des Produktes beizubehalten ohne dass Passivator-Additive benötigt werden. Die neu entwickelte Produktgeneration von Shell Diala D und Shell Diala DX wird seit Oktober 2007 erfolgreich in kommerziellem Maßstab gefertigt. Zum jetzigen Zeitpunkt sind sowohl alle inhibierten als auch alle nicht-inhibierten Shell Diala Produkte nicht korrosiv gemäß allen relevanten Korrosionstesten. Damit stehen für alle Anwendungsbereiche optimale Produkte zur Verfügung.



Figur 4: IEC 62535 Ergebnisse der reformulierten Shell Diala D und Shell Diala DX

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Nach dem Auftreten der neuen Korrosionstests wurden Shell Diala D und Shell Diala DX reformuliert. Bei Shell Diala DX wurde der Schwefelgehalt noch weiter reduziert. Für das nichtinhibierte Shell Diala D wurde eine ausbalancierte Formulation entwickelt, die dasselbe Leistungsprofil im Vergleich zur Vorgängerversion hat. Beide Produkte wurden bereits erfolgreich im kommerziellem Maßstab hergestellt und sind am Markt erhältlich.

Damit sind alle aktuellen Shell Diala Produkte nicht korrosiv sowohl gemäß den etablierten als auch nach den neuen Korrosionstesten ASTM D 1275 und IEC 62535.

In bezug auf die neue IEC 62535 wurde festgestellt, daß die visuelle Auswertung der Papiere in strittigen Fällen die Ergebnisse durch ergänzende REM/EDX-Analyse verbessert und zu eindeutigen Bewertungen führt. Es wird auch empfohlen, den Test parallel mit einem Vergleichsöl durchzuführen, das eindeutig als korrosiv eingestuft ist.

LITERATURVERZEICHNIS

1. L.R. Lewand "Corrosive sulphur in oils and transformers; why is it such a problem", IEEE/PES Transformers Committee Meeting; Memphis, Tennessee, October 2005
2. M. Dahlund Copper sulphide in power transformer insulation", CIGRE A2 % D1 – COLLOQUIUM, October 7-12, 2007, Brugge, Belgium
3. F. Scattigio, Presentation "Corrosive Sulphur" at IEC TC 10 Plenary meeting, Capetown, October, 2005
4. P.R.Krishnamoorthy, S.Vijayakumari, S. Sankalaringam, "Effect of antioxidant and metal deactivator on the oxidation of transformer oil", IEEE transaction on electrical insulation, Vol. 27, No. 2, 1992
5. CIGRE A2.32 "Copper sulphide in transformer insulation", Interim report No. 1, May 2006

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Sicherer und umweltfreundlicher Betrieb von Transformatoren durch Einsatz eines synthetischen Esters als Isoliermedium

Lutz Waldig

IsoEst Handelsvertretung GbR, Hamburg

1963	geboren in Hamburg
1985-1990	Studium „Verfahrenstechnik“ an der FH Hamburg, Dipl.-Ing.
1991-2006	Tätig bei Altana Electrical Insulation (vormals Beck Elektroisolier Systeme) als Anwendungs-Ingenieur für flüssige Elektroisolierstoffe
2006	Mitbegründer von IsoEst Handelsvertretung GbR

Sicherer und umweltfreundlicher Betrieb von Transformatoren durch Einsatz eines synthetischen Esters als Isoliermedium

Lutz Waldig

IsoEst Handelsvertretung GbR, Hamburg

1 Einleitung

In zunehmendem Maße wird europaweit die zukünftige Energieversorgung in den Fokus der Diskussion gerückt. Dabei werden Fragen nach Sicherheit, Nachhaltigkeit und Umweltfreundlichkeit vermehrt angesprochen.

Eine sehr wichtige Rolle bei der Energieversorgung der Bevölkerung spielen dabei – oft unbemerkt von jedermann – alle Arten von Transformatoren, die zur Aufrechterhaltung der Versorgung notwendig sind.

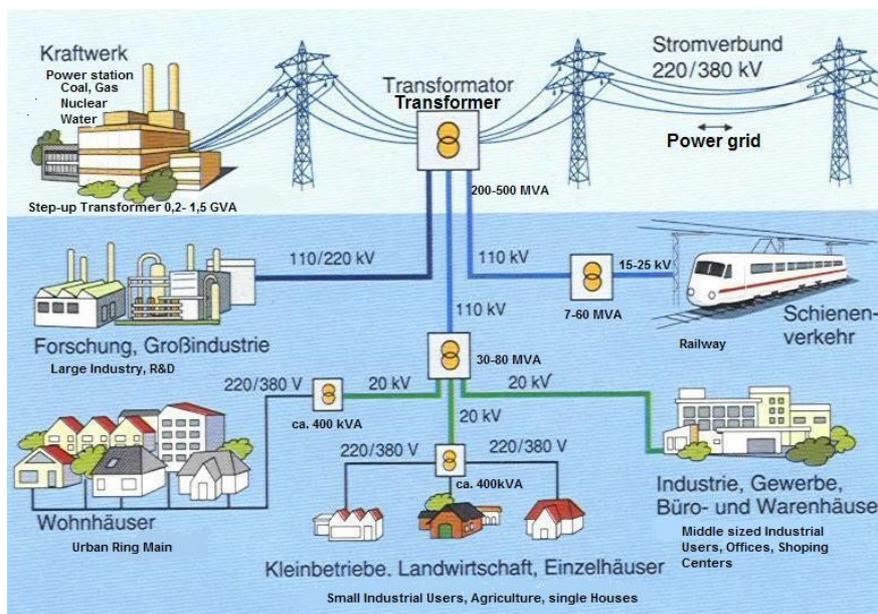


Bild1.1 : Stromversorgungsnetz

In dem Schema (Bild 1.1) gezeigte Transformatoren enthalten als Kühl- und Isoliermedium eine spezielle Flüssigkeit, um die elektrische Isolierung und die Wärmeabfuhr zu erreichen.

In der Vergangenheit wurde fast ausschließlich Mineralöl als Kühl- und Isolierflüssigkeit in Transformatoren eingesetzt

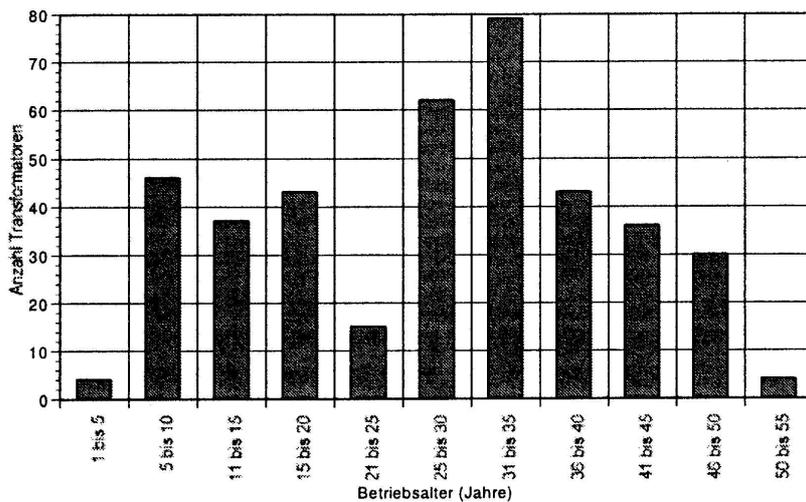


Bild 1.2: Betriebsalter der Transformatoren eines grossen deutschen Netzbetreibers /1/

Wie Bild 1.2 zu entnehmen ist, werden Transformatoren immer älter, mit der Folge, dass die Wahrscheinlichkeit für Ausfälle steigt. Interessanterweise sind Wicklungsschäden relativ häufig die Ursache für Transformatorenschäden: Das Isolationssystem Öl/Zellulose versagt alterungsbedingt.

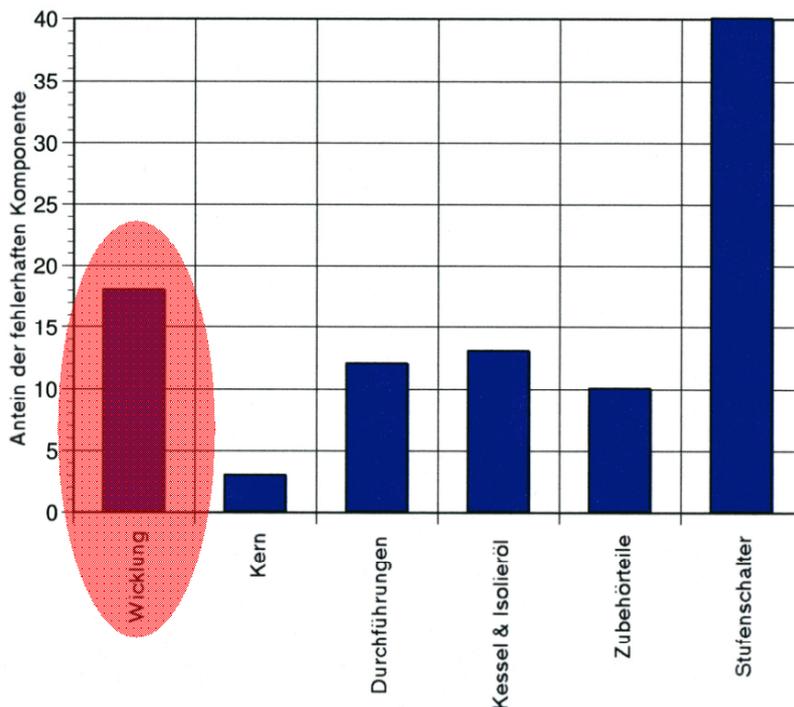


Bild 1.3: Fehlerursachen bei Leistungstransformatoren /3/

Ein wichtiger Bestandteil dieses Isolationssystems ist die Isolierflüssigkeit – in den meisten Fällen Mineralöl. Öle sind relativ leicht brennbar und wassergefährdend. In der Schweiz zählen sie zu den schwer wassergefährdenden Flüssigkeiten und in Deutschland sind sie in die Wassergefährdungskategorie (WGK) 1 eingestuft. Damit ergibt sich – speziell für Kraftwerke bzw. Transformatoren in Wassernähe – im Havariefall eine nicht unerhebliche Gefährdung für das Wasser und die übrige Umwelt.

Des Weiteren haben Mineralöle einen relativ niedrigen Brennpunkt (140°C-160°C), was ein „Poolfire“ im Falle eines Transformatorenschadens (z.B. Wicklungsschaden durch Überalterung, siehe Bild 1.3.) wahrscheinlich macht.

Esterflüssigkeiten werden zur Zeit bei speziellen Anforderungen an elektrische Betriebsmittel und an die Isolierflüssigkeit bereits vereinzelt¹ als Isolierstoff eingesetzt. Beispiele dafür sind die Transformatoren der neuen ICE-Triebwagen ICE III, der Tunneltriebwagen im Eurotunnel, anderer neuer Triebfahrzeuge z.B. Eurosprinter und der Einsatz in Fahrzeugen der Amtrak in den USA. Gerade für Transformatoren in brandgefährdeten Bereichen besitzt die Esterflüssigkeit aufgrund des höheren Flamm- und Brennpunktes, der schwächeren Rauchentwicklung in Brandfall sowie des geringeren ökologischen Gefährdungspotentials eindeutige Vorteile...../2/

Synthetische Ester, wie z.B. MIDEL® 7131 sind aber immerhin auch schon seit über 25 Jahren in Transformatoren im Einsatz und bieten eine Reihe von Vorteilen:

- MIDEL® 7131 hat einen Brennpunkt von **>300°C**
- MIDEL® 7131 ist **leicht biologisch abbaubar**
- MIDEL® 7131 ist sehr „**unempfindlich**“ gegenüber Wasser

Seit kurzem „drängen“ auch sog. natürliche Ester – Produktbasis sind Ölsaaten, wie z.B. Sonnenblumen, Raps oder Soja - als Isolierflüssigkeit auf den Markt, die hinsichtlich Feuersicherheit und Umweltfreundlichkeit Vorteile bringen, aber aufgrund ihrer ungesättigten C=C Doppelbindungen im Vergleich zu den synthetischen Estern empfindlicher gegen Sauerstoff sind. Zudem liegt der Stockpunkt bei natürlichen Estern relativ hoch.

2 Isolierflüssigkeiten

Zunächst soll an dieser Stelle kurz auf die derzeit verwendeten Isolierflüssigkeiten wie Mineralöl, Silikonflüssigkeiten, aber auch synthetische und natürliche Ester eingegangen werden.

	Units	Silicone oil	Mineral oil	MIDEL 7131	Midel eN
General Properties					
Density at 20°C	g/ml	0,96	0,88	0,97	0,92
Specific heat at 20°C	J/kg K	1510	1860	1880	1848
Thermal conductivity at 20°C	W/m K	0.151 (@ 50°C)	0,126	0,144	0,177
Kinematic viscosity at 40°C	mm ² /s	39	13	28	37
Kinematic viscosity at 100°C	mm ² /s	15	2,6	5,25	9,3
Pour point	°C	< -50	-50	-60	-31
Biodegradability at 28 days					
- OECD 301F	%	N/A	N/A	> 80	94-100

Tabelle 2.1: Typische Eigenschaften von Isolierflüssigkeiten I, M&I Materials

¹ 1998!!

	Units	Silicone oil	Mineral oil	MIDEL 7131	Midel eN
Chemical Properties					
Neutralisation value	mg KOH/g	< 0.01	< 0.03	< 0.03	< 0.03
Electrical Properties					
Breakdown Strength	kV	50	> 70	> 75	>75
Dielectric dissipation factor at 90°C		< 0.001	< 0.002	< 0.006	<0.003
Permittivity at 20°C		2.7 (@ 25°C)	2,2	3,2	3,1

Tabelle 2.2: Typische chemische und elektrische Eigenschaften II von Isolierflüssigkeiten, M&I Materials

Weitere, typische Eigenschaften von üblichen Isoliermedien für Transformatoren im Überblick zeigt Tabelle 2.3.

Besonderes Augenmerk ist dabei auf die Vorteile der Ester zu legen, da sie *leichte biologische Abbaubarkeit* und *hohen Brennpunkt* auf sich vereinen und damit **sehr gute Umweltverträglichkeit** mit **hoher Sicherheit** gepaart ist.

M & I Materials Products				
	MIDEL® 7131	MIDEL® eN	Silicone Oil	Mineral oil
Type	Synthetic Ester	Natural Ester		
Fire Safety				
Flash Point (C)	>270	>320	>300	160
Fire Point (C)	>300	>350	>350	170
Fire classification, IEC 61100	K	K	K	O
Environmental protection	Readily Biodegradable	Readily Biodegradable	Not Biodegradable	Very Slowly Biodegradable
Moisture Tolerance	Excellent	Good	Poor	Poor

Transform your Thinking

© Copyright 2006 M&I Materials Ltd

Tabelle 2.3: Typische Eigenschaften III von Isolierflüssigkeiten, M&I Materials

MIDEL® 7131 ist ein synthetischer Pentaerythrittetrafettsäure-Ester und entspricht den Forderungen der DIN EN 61099. Gemäß dieser Norm ist MIDEL® 7131 als Transformatorenester des Typs T1 anzusehen. /9/

3 Brandsicherheit

Ester tragen aufgrund ihres hohen Flamm- und Brennpunktes in großem Maße zum sicheren Betrieb von Transformatoren bei. Unfälle – häufig vermutlich auch verursacht durch Überlastung und menschliches Fehlverhalten – würden wohl glimpflicher ablaufen, als beispielsweise mit Mineralöl. MIDEL® 7131 würde sich bei einem elektrischen Fehler gar nicht oder erst sehr viel später entzünden. Bei einem stromstarken Fehler über längere Zeit müssten aber dann wohl alle elektrischen Sicherungen vorher ausgefallen sein...

Weiterer Pluspunkt von z.B. MIDEL® 7131 ist die Tatsache, dass, wenn der Ester doch brennen sollte, keine dichte und schwarze Rauchentwicklung zu beobachten ist, sondern heller und weißlicher Rauch, was natürlich anlaufende Löschmaßnahmen stark vereinfacht!



Bild 3.1: Löscheinsatz AKW Krümmel bei Hamburg, 28.6.2007¹

4 Umweltverträglichkeit

Ein weiterer Hauptvorteil von Estern als Isolierflüssigkeit von Transformatoren besteht zweifelsohne in der sehr guten Umweltverträglichkeit, was durch das BAFU in der Schweiz² und das deutsche UBA³ bestätigt wird.

Der für solche Stoffe übliche Test OECD 301F bescheinigt sowohl für den synthetischen als auch für den natürlichen Ester hervorragende Werte. Damit eignen sich MIDEL® -Produkte sehr gut für umweltsensiblen Einsatz, wie z.B. als Isolierflüssigkeit für Transformatoren in Wassernähe.

¹ Quelle: www.spiegel.de

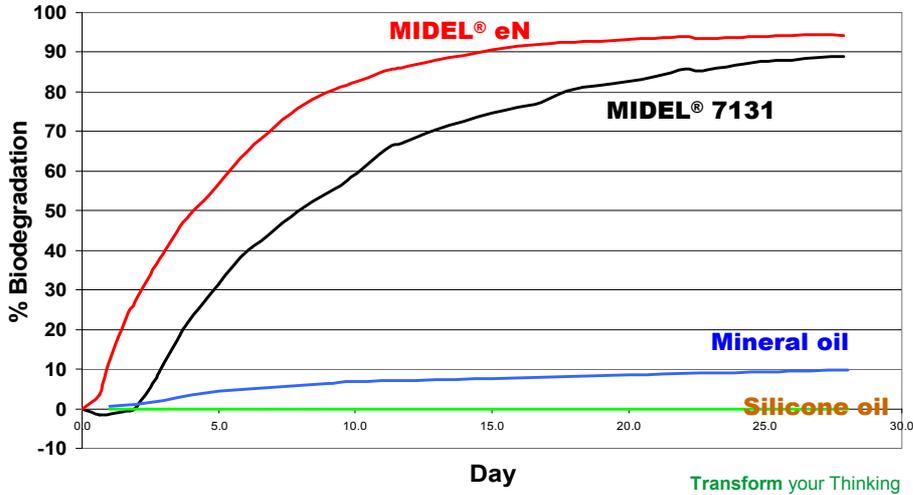
² MIDEL® 7131 erfüllt die Bedingungen des Anhanges B der Empfehlung 2.19d-2006 des VSE

³ MIDEL® 7131 ist vom Umweltbundesamt in Berlin als „nicht wassergefährdend (nwg)“ eingestuft



MIDEL®

Comparative Biodegradation rates



© Copyright 2006 M&I Materials Ltd

Bild 4.1: Biologische Abbaubarkeit von Isolierflüssigkeiten nach OECD 301F, M&I Materials

Besondere Aufmerksamkeit verlangt in diesem Zusammenhang die Tatsache, dass speziell in der Schweiz so ziemlich alle Kraftwerke an großen Flußläufen liegen und in der Schweiz 56% (59% lt. /11/) der erzeugten Energie mittels Wasserkraft gewonnen werden.

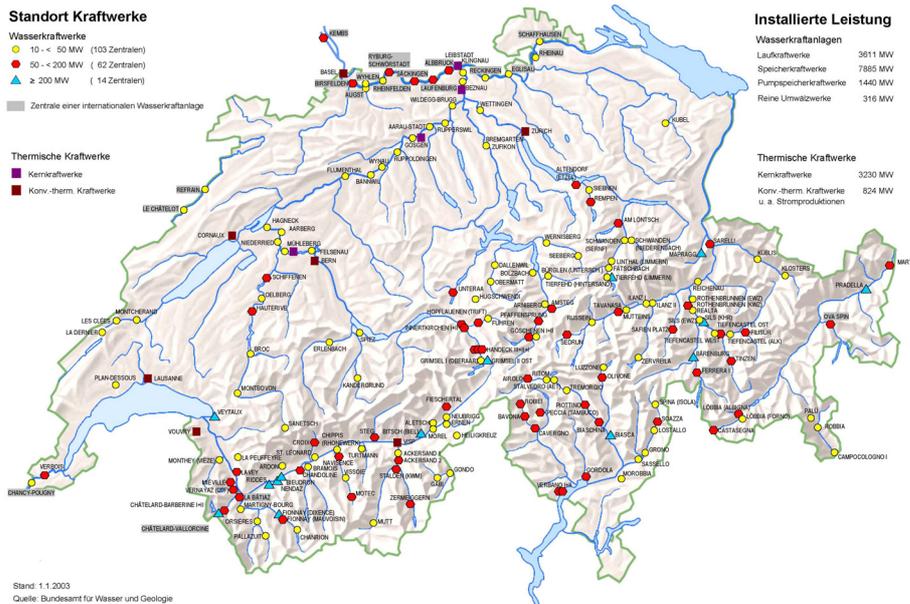


Bild 4.2: Standorte der Schweizer Kraftwerke-. Quelle ETRAN

Der Kraftwerkpark Schweiz

- Die Produktion elektrischer Energie erfolgt mehrheitlich durch 80 Kraftwerksbetreiber, die überwiegend Gesellschaften der 7 grossen Energieversorgungsunternehmen sind. Jeweils rund 40 % der Stromerzeugung entfällt auf Kern- und 60 % auf Wasserkraftwerke.

Landeserzeugung 2003:

Wasserkraft <ul style="list-style-type: none"> • Laufwasserkraftwerke • Speicherkraftwerke 	36.4 TWh (56 %) 15.4 TWh 21.0 TWh
Kernkraft	25.9 TWh (40 %)
Konv.-thermische Kraftwerke und andere Anlagen	2.9 TWh (4 %)

Bild 4.3: Energieerzeugung in der Schweiz. Quelle: ETRANS

Für Europa geht man davon aus, dass mittelfristig erhebliche Ersatzinvestitionen in den Kraftwerkspark vonnöten sind.

Europaweit wird von einem totalen Investitionsbedarf vom 300.000 MW Leistung produktionsseitig ausgegangen. Davon sind 2/3 nur für den Ersatz bestehender Kapazitäten notwendig. Kombiniert mit den gestiegenen Anforderungen an die Netzinfrastruktur ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren und Jahrzehnten mehrere hundert Milliarden Euro durch die Stromwirtschaft in Auftrag gegeben werden./11/

Entwicklung der installierten konventionellen Kraftwerkskapazitäten EU25

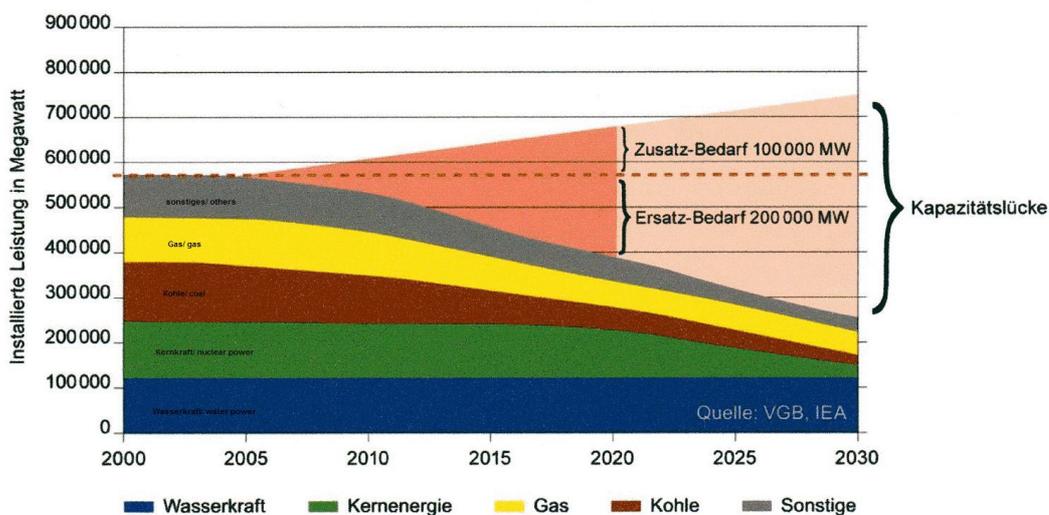


Bild 4.4: Europäische Kraftwerkskapazitäten. /11/

Im Zuge dieser Betrachtung liegt es auch nahe, dass die zu den Kraftwerken gehörenden Step-up-Transformatoren im Havariefall möglichst keine nachhaltigen Umweltschäden durch auslaufende Isolierflüssigkeit anrichten können. Eine Esterflüssigkeit als Isolierflüssigkeit bietet sich da an. Zudem wäre speziell in der Schweiz der Einsatz einer umweltfreundlichen und brandsicheren Isolierflüssigkeit ein Beitrag zur CSR¹, da natürlich eine „grüne“ Isolierflüssigkeit bestens zur „grünen“ Wasserkraft passt.

5 Normen und Empfehlungen

Auch Normen und behördliche Empfehlungen geben eindeutig positive Hinweise auf den Einsatz von Estern oder Klasse K-Flüssigkeiten/8/ in elektrischen Betriebsmitteln.

Die IEC TS 60695-1-40 /4/ berichtet in dem informativen Anhang A zur Geschichte von Isolierflüssigkeiten:

„Es wurde gezeigt, dass Ester in einem Lichtbogen hoher Energie ein ähnliches Verhalten zeigen wie Askarele: Ausgetretenes Spray wird durch den Lichtbogen zersetzt und entzündet, das nachfolgende Feuer war aber nur von kurzer Dauer“/4/

Diese quasi selbstverlöschende Verhalten zeigte auch der Versuch mit zwei MIDEL® 7131-gefüllten Verteilungstransformatoren, die durch einen starken Lichtbogen zur Explosion gebracht wurden.²

In der gleichen Norm ist in Kapitel 7.1 „Opferszenario“ zu lesen:

„Erfahrungen mit Klasse O1 Flüssigkeiten (wie Mineralöl) zeigen, dass Brände infolge eines Öl-„Poolfire“ die meisten Schäden verursachten. „Poolfire“ mit K-Klasse- Flüssigkeiten (wie MIDEL®7131)³ wurden nicht beobachtet./4/

Versuche mit K-Klasse-Flüssigkeiten haben gezeigt: Selbst wenn Flüssigkeits-Spray entzündet wurde, erlosch das entstandene (Pool) –Feuer sehr schnell.“/4/

Kapitel 8 „Sicherungsmaßnahmen“ gibt folgenden Hinweis:

„Für in brandgefährdeten Bereichen aufgestellte elektrische Betriebsmittel (z.B. Gebäude) sind geringere Anforderungen an Feuerschutzmaßnahmen zulässig, wenn schwer brennbare Flüssigkeiten zum Einsatz kommen“/4/

Im Kommentar zur DIN VDE 0101 „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1kV“ führen die Autoren folgendes aus:

„Esterflüssigkeiten gehören nach der VwVwS¹ vom 17.5.1999 nicht mehr zu den wassergefährdenden Stoffen. Elektrische Betriebsmittel mit Esterflüssigkeiten, die nicht

¹ Corporate social responsibility

² siehe Video in der Präsentation. Kontakt www.isoest.com

³ Anmerkung des Autors

zu den wassergefährdenden Stoffen gehören, dürfen damit ohne Gewässerschutzmaßnahmen aufgestellt werden“/5/

Die VSE² Empfehlung 2.19d-2006 /6/ bemerkt im Vorwort ausdrücklich, dass Produkte mit einer wesentlich geringeren Wassergefährdung auf dem Markt sind als Flüssigkeiten auf Mineralölbasis./6/

Im Kapitel 5 der VSE-Empfehlung wird zwischen schwer wassergefährdenden Isolierflüssigkeiten (Mineralöl und Silikonflüssigkeiten) und leicht wassergefährdenden Flüssigkeiten (Flüssigkeiten, die Bedingungen des Anhanges B erfüllen). Das BAFU bestätigt, dass MIDEL® 7131 diese Bedingungen erfüllt. /6/

Dies sind im Grunde Bedingungen³, wie sie auch zur Einstufung nwg in Deutschland erfüllt werden müssen, allerdings gehen die Schweizer Behörden davon aus, dass jede Flüssigkeit Wassergefährdungspotential besitzt.

Trotzdem ergeben sich aus der unterschiedlichen Einstufung für die Schweiz einige Unterschiede in der Behandlung von elektrischen Anlagen.

So darf in allen Gewässerschutzzonen eine Maststation mit einer schwer wassergefährdenden Isolierflüssigkeit nicht betrieben werden, eine Maststation mit MIDEL® 7131 und den Schutzmaßnahmen V+E⁴ hingegen schon.

Ähnliches gilt für Freiluft- und Innenraumanlagen: Eine Anlage mit Öl und > 2t Flüssigkeitsvolumen darf nicht errichtet werden, eine Anlage mit Ester und den Auflagen V+E+Z schon.

¹ Verwaltungsvorschrift wassergefährdender Stoffe

² Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

³ Ökotoxikologie, biologische Abbaubarkeit, Säugertoxizität, Organoleptik

⁴ V – Verhindern , E – Erkennen, Z – Zurückhalten (von Flüssigkeitsverlust bzw. Flüssigkeit)

		Volumen eines Betriebsmittels			
		Maststationen ≤ 450 dm ³	Freiluft- und Innenraumanlagen		
			≤ 450 dm ³	≤ 2000 dm ³	> 2000 dm ³
Grundwasserschutzzonen	S1	verboten	verboten	verboten	verboten
	S2	verboten	verboten	verboten	verboten
	S3	verboten	V+E+Z	V+E+Z	verboten ²⁾
Grundwasserschutzareale		verboten	verboten ¹⁾	verboten ¹⁾	verboten ¹⁾
Gewässerschutzbereiche:					
- Besonders gefährdete Bereiche (A _u , A _o , Z _u , Z _o)		V+E	V+E	V+E+Z	V+E+Z
- Übrige Bereiche (ehemalige Zonen B und C)		V+E	V+E	V+E	V+E

1 dm³ = 1 Liter

Definitionen der Schutzmassnahmen V, E und Z: siehe Kapitel 6

Bild 5.1 Anlagen mit schwer wassergefährdender Isolierflüssigkeit

		Volumen eines Betriebsmittels			
		Maststationen ≤ 450 dm ³	Freiluft- und Innenraumanlagen		
			≤ 450 dm ³	≤ 2000 dm ³	> 2000 dm ³
Grundwasserschutzzonen	S1	verboten	verboten	verboten	verboten
	S2	verboten	verboten ²⁾	verboten ²⁾	verboten
	S3	V+E	V+E+Z	V+E+Z	V+E+Z
Grundwasserschutzareale		verboten ¹⁾	verboten ¹⁾	verboten ¹⁾	verboten ¹⁾
Gewässerschutzbereiche:					
- Besonders gefährdete Bereiche (A _u , A _o , Z _u , Z _o)		V+E	V+E	V+E+Z	V+E+Z
- Übrige Bereiche (ehemalige Zonen B und C)		V+E	V+E	V+E	V+E

1 dm³ = 1 Liter

Definitionen der Schutzmassnahmen V, E und Z: siehe Kapitel 6

Bild 5.2 Anlagen mit leicht wassergefährdender Isolierflüssigkeit

Erleichterungen ergeben sich auch bei einem Blick auf das Rückhaltevermögen einer Anlage. Dieses ist normalerweise mit einer leicht wassergefährdenden Flüssigkeit lediglich auf 50% des Flüssigkeitsvolumens zu bemessen. Eine schwer wassergefährdende Flüssigkeit muss zu 100% zurückgehalten werden können.

Bemessungsgrundregeln

Die Auffangwannen können ins Bauwerk integriert oder von diesem getrennt sein.

Das Rückhaltevolumen der Wanne (V2) ist wie folgt zu bestimmen:

- Für ein einziges Betriebsmittel mit:
schwer wassergefährdender Flüssigkeit: 100 % des Inhaltes
leicht wassergefährdender Flüssigkeit: 50 % des Inhaltes
- Für mehrere Betriebsmittel mit:
schwer wassergefährdender Flüssigkeit: 100 % des Inhaltes des grössten Betriebsmittels
leicht wassergefährdender Flüssigkeit: 50 % des Inhaltes des grössten Betriebsmittels
- In den Zonen S2 und S3:
100 % des Inhaltes aller Betriebsmittel, ungeachtet der Art der Füllung.

Bild 5.3 Auffangwannen

6 Verhalten gegenüber Wasser

Wasser ist zusammen mit Sauerstoff ein „Hauptfeind“ der im Transformator befindlichen Zellulose. Diese wird durch Anwesenheit von Wasser angegriffen und je nach vorherrschenden Bedingungen (z.B. Temperatur, Wassermenge) zersetzt (Hydrolyse).

Die Hydrolyse hat einen signifikanten Einfluß auf die Alterung von Zellulose. Wasser (H_2O) ist ein polares Molekül und kann sich daher an andere polare Molekülgruppen anlagern. Bei einer Zellulose-Feststoffisolierung geschieht dies an der Sauerstoffbrücke, welche die Glukoseringe miteinander verbindet. /1/

Je mehr Wasser zur Verfügung steht, desto schneller laufen die Zersetzungsreaktionen ab. /1/

Den großen Einfluß der Papierfeuchte auf die Alterungsgeschwindigkeit des Papiers zeigt H.P. Moser sehr deutlich auf:

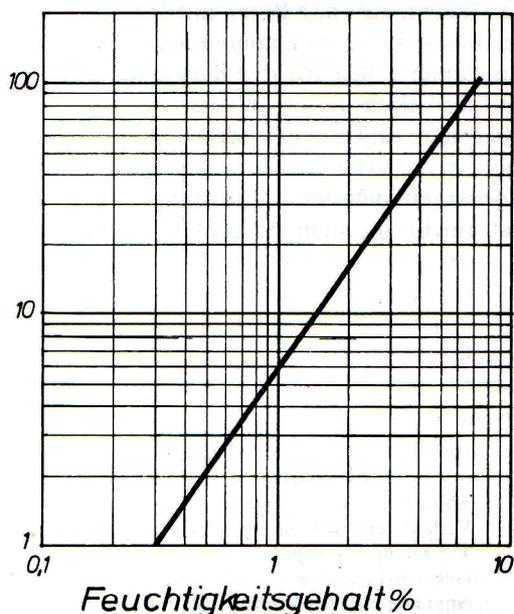


Bild 6.1:

Mehrfaches der Alterungsgeschwindigkeit eines ölimprägnierten Papiers mit dem Feuchtigkeitsgehalt X, bezogen auf diejenige eines gut getrockneten, ölimprägnierten Papiers mit der Restfeuchte von 0,3% /1/

Bei der Degradation spielt außerdem die Temperatur und die Anwesenheit von Sauerstoff eine bedeutende Rolle, da durch beide Prozesse Wasser aus der Zellulose frei wird, das ebenfalls für die Reaktion¹ zur Verfügung steht. /1/

Den Einfluß von Temperatur und Papierfeuchte zusammen auf die relative Papieralterung zeigt Bild 6.2 /1/

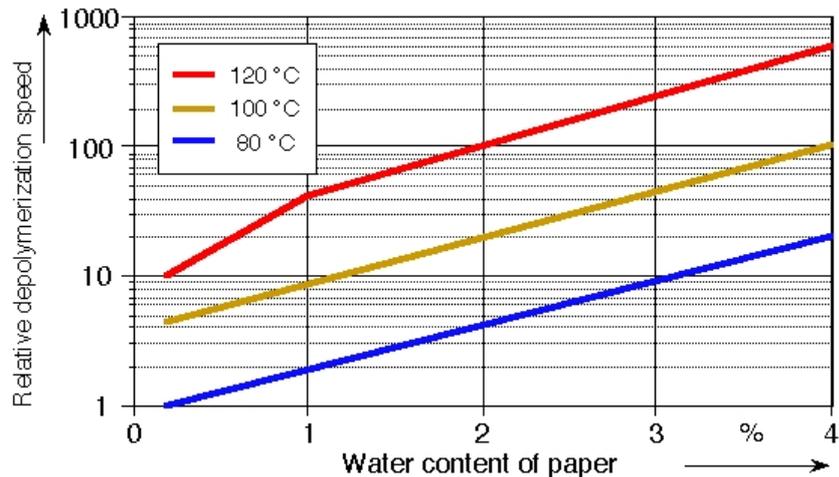


Bild 6.2: Anstieg der rel. Depolymerisationsgeschwindigkeit von Zellulose in Abhängigkeit vom Wassergehalt und der Temperatur /1/

Esterflüssigkeiten können sehr viel mehr Wasser aufnehmen (Bild 6.3) als z.B. Mineralöl ohne die isolierenden Eigenschaften (Bild 6.4) zu verlieren, was die Bilder verdeutlichen:

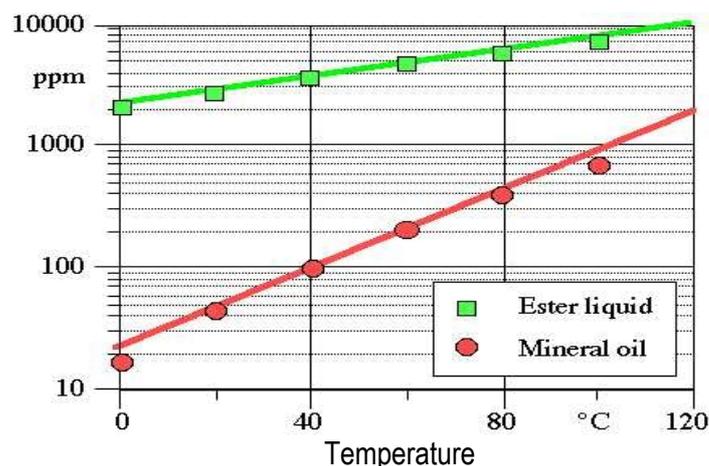


Bild 6.3: Sättigungsfeuchte für Mineralöl und Esterflüssigkeit bei Raumtemperatur, /10/

¹ der Hydrolyse, Anmerkung des Verfassers

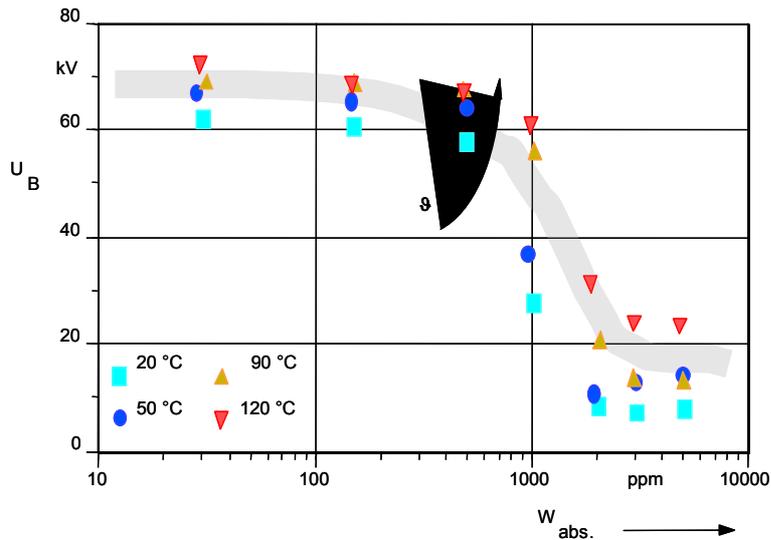


Bild 6.4: VDE-Durchschlagspannung von Esterflüssigkeit bei unterschiedlichen Temperaturen /10/

Aufgrund der gezeigten Eigenschaften trägt MIDEL® 7131 dazu bei, die Zellulose trocken zu halten: Alterungswasser oder eingedrungene Feuchte z.B. infolge undichter Dichtungen kann der Ester aufnehmen, ohne sofort elektrisch zu versagen. In Verbindung mit einem Onlinetrocknungsgerät kann dem Isoliersystem sehr viel schneller und effektiver Feuchte entzogen werden.

7 Zusammenfassung

Speziell synthetische Ester wie MIDEL® 7131 haben sich in der Vergangenheit als technisch saubere, sichere und umweltfreundliche Alternative zu Mineralöl oder Silikonflüssigkeiten in Transformatoren erwiesen.

Insbesondere große Transformatoren in der Nähe von Gewässern stellen im Havariefall für Mensch und Umwelt eine nicht unerhebliche Bedrohung dar.

Hier können Ester wie das MIDEL® 7131 die Betriebsicherheit eines Transformators in einer elektrischen Anlage erheblich verbessern.

Zudem trägt der Ester aufgrund seiner Hygroskopizität dazu bei, die Zellulose trocken zu halten – insbesondere in Verbindung mit einem Onlinetrocknungsgerät.

Dies hat zur Folge, dass die Zellulose „länger lebt“ und der Transformator länger betrieben werden kann, was in Zeiten der Liberalisierung des Strommarktes und der damit verbundenen Vollaustattung oder Überlastung der Transformatoren von besonderer Bedeutung ist.

8 Schrifttum

- | | | |
|------|--|--|
| /1/ | Volker Wasserberg | Verfahren zur Werterhaltung und Optimierung der Nutzungsdauer von Leistungstransformatoren, Dissertation |
| /2/ | Knut Dumke | Untersuchungen an einer Esterflüssigkeit als Isolierstoff für Transformatoren, Dissertation |
| /3/ | Volker Wasserberg | Vortrag bei Fachtagung „Nachhaltige Energieübertragung mit sicheren Transformatoren“, Hamburg, Mai 2007 |
| /4/ | IEC TS 60695-1-40 | Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products – insulating liquids |
| /5/ | Niemand, Dürr, Dürschner | Kommentare zur DIN VDE 0101, 9. Ausgabe |
| /6/ | VSE 2.19d-2006 | Empfehlungen über den Schutz der Gewässer |
| /7/ | H.P. Moser, H. Weidmann | Transformerboard, 1979 |
| /8/ | DIN EN 61100 | Einteilung von Isolierflüssigkeiten nach dem Brennpunkt und dem spezifischen Heizwert H_u |
| /9/ | DIN EN 61099 | Anforderungen an neue synthetische organische Ester für elektrotechnische Zwecke |
| /10/ | H. Borsi, V. Wasserberg | A new method for continuous upgrading power transformer insulating systems |
| /11/ | Philippe Scheuzger
CEO Axpo Vertrieb AG | Schweizer Strommarkt im Zeichen der Liberalisierung, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2006 |

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Aktuelle Themen der CIGRE auf dem Gebiet der Transformatoren

Pierre Boss

**Chairman CIGRE SC A2 'Transformers'
ABB Sécheron SA, CH 1211 Genf 2, Schweiz**

Schulausbildung

- 1966 – 1967 Physik Institut, Universität Neuchâtel (CH) : Allgem. Physik, Chemie und Mathematik
1960 – 1966 Technische Lehranstalt - Le Locle /NE (CH) : Fähigkeitsausweis Elektro-Mechaniker &
Ingenieur HTL in Elektrotechnik

Berufliche Tätigkeit

- Seit 1998 Leiter Technical Support für Retrofit & Service
1975 – 1998 Leiter Laboratorium für Materialprüfung und Entwicklung - Bereich Transformatoren, ABB
Sécheron, Genf
1972 – 1975 Entwicklungsaktivitäten für GIS und SF6 HS-Schalter BBC / Mannheim
1967 – 1972 Entwicklungsaktivitäten im Laboratorium für Materialprüfung, für Hochspannungs-Prüfung
sowie im Rechenzentrum – Bereich Transformatoren, BBC Sécheron SA / Genf

Andere Aktivitäten

- Vorsitz der Study Committee of CIGRE A2 'Transformers' seit 2004
- Empfang 'Professor Hoffmann's Medal for outstanding merits in the field of Power Engineering', ausgezeichnet durch 'Polish Chapter of the Prof. Alfons Hoffmann's Medal' in 2007
- Mitglied der CIGRE/CIRED National-Komitee Schweiz seit 2001
- Mitglied SEV (Schweizerischer Elektrotechnischer Verein) seit 1971
- Mitglied der IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers) seit 1989
- Mitglied in TF und WG von TC10 / TC14 von CEI / CENELEC
- Vorsitz WG15-01 von CIGRE / 1995 - 2000
- Vorsitz von IEC TC10 im CES (Schweizerisches Elektrotechnisches Komitee) seit 1989
- Patent auf 'Use of distributed optical sensor to measure temperature profiles in transformer windings' (Co-Autor).
- Autor oder Co-Autor von ca. 20 Veröffentlichungen

Aktuelle Themen der CIGRE auf dem Gebiet der Transformatoren

Pierre Boss

Chairman CIGRE SC A2 'Transformers'
ABB Sécheron SA, CH 1211 Genf 2, Schweiz

1. Einleitung

Mit der zunehmenden Nachfrage nach elektrischer Energie und dem Wachstum der Netze wurde es notwendig, dass auch die damit verbundenen neuen Probleme in der Transformatortechnologie gelöst werden müssen.

Während in der Vergangenheit die Tätigkeit des Studien Komitees A2 (vormals 12) „Transformers“, sich auf Auslegungsprobleme, infolge des raschen Anstiegs von Spannung und Leistung, sowie auf die Verwendung neuer Materialien konzentrierte, bestimmten in den letzten zwei Jahrzehnten die Betriebsbedingungen und ihre Auswirkung auf die Transformator - Eigenschaften die Diskussionen.

Die zwei strategischen Richtungen des SC A2 bleiben unverändert und sind:

- Das Weiterverfolgen von Aufgaben der Transformatortechnologie, sowie die Betrachtung neuer Informationstechnologien (Daten, Kommunikation, Web-Dienstleistungen)
- Dienstleistungen für CIGRE Kunden (Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit einschliesslich ihre Auswirkung auf Zusatzgeräte, Lebensdauer-Betrachtungen, ökonomische Analysen, Weiterbildung, etc)

Die neuen Tätigkeiten hängen mit dem Problem der Ölkorrosivität, der Datenverwaltung, dem Life Assessment, mit Verfügbarkeitsstudien und der Unterstützung des CIGRE Managements zur Vorbereitung des UHV-Symposiums 2007 in China zusammen. Zu diesem Zweck wurde eine neue AG „UHV AC & DC Transformers“ geschaffen. SC A2 soll SC A3-22 'Technical requirements for substation equipment exceeding 800kV' unterstützen, um einige spezifische Aspekte in Verbindung mit 1000 kV Material einzuschliessen. SC A2 wird voraussichtlich auch auf dem Gebiet der 1000 kV Transformator - Technologie tätig sein müssen.

Mit der neuen Organisation von CIGRE 2002, sind die Meßwandler von SC A3 (HV Equipment) übernommen worden.

2. Neue technische Aktivitäten

2.1 Spannung- und Strom betreffende Probleme

Bis zur Mitte des vergangenen Jahrhunderts wurde die Betriebsspannung schrittweise bis zu einem Niveau von ungefähr 300 kV erhöht. Aber danach stieg sie innerhalb von 15 Jahren auf 800 kV und mehr. Die Entwicklung von Transformatoren und Reaktoren für diese extrem hohen Spannungen, sowie Auslegungs- und Prüfprobleme waren die Hauptthemen der SC A2 -Tätigkeiten Ende der 60er, Anfang der 70er Jahre. Intensive und ausgedehnte Studien waren Aspekten von Stossspannungs-Phänomenen in Hochspannungs-Wicklungen und der Entwicklung geeigneter Stossprüfungs-Verfahren gewidmet. In dieser Zeit war das Risiko, sowohl im Betrieb infolge Blitzeinschlages, als auch im Prüffeld bei der Stossprüfung, hoch. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten konzentrierten sich auf die Auslegung von stossfesten Wicklungen, sowie auf die damit verbundenen Prüfmethoden.

Der Anstieg der Nennspannung war mit einem stufenweisen Anstieg der Nennleistung der Transformatoren verbunden. Er gipfelte in einem 1'300 MVA Maschinentransformator im Jahr 1972 und einer 2'000 MVA Bank einphasiger Autotransformatoren im Jahr 1980. Infolge des raschen Anstiegs der Transformatorleistungen wurden Hersteller und Betreiber mit einigen neuen Problemen [1] hinsichtlich Verluste, Kurzschlussfestigkeit und Erwärmung konfrontiert, die alle im SC A 2 diskutiert wurden. Diese Probleme wurden eingehend in Working Groups behandelt und dann öfters als Vorzugsthema an die Sitzungen in Paris weitergeleitet. Wenn man die Liste der Vorzugsthemen, die entsprechende Veröffentlichungen und die Berichte der Working Groups seit 1972 betrachtet, kann man sagen, dass das SC A2 eine aktive Rolle auf dem Gebiet der Standardisierung spielte.

2.2 Neue Herausforderungen an das Transformator Isolationssystem

In den späten 70er Jahren leiteten unerklärte Grosstransformator - Ausfälle bei transienten Spannungsbedingungen eingehende Studien über Resonanz- Phänomene ein. Die Untersuchungen erstreckten sich über einen Frequenzbereich von einigen kHz, die für herkömmliche Übertragungssysteme und Unterstationen typisch sind. Als Resultat der Working Group 12.07 „Fast Transients“ wurden Empfehlungen für eine entsprechende Auslegung und Prüfung publiziert [2].

Als GIS Systeme für EHV mit direkter SF6 Verbindung zum Transformator eingeführt wurden, ergab sich eine neue Art von Überspannungs-Beanspruchung für den Transformator: sehr rasche Transiente (VHT) bei Schaltmanövern in der GIS. Es handelt sich dabei um Anstiegszeiten in der Größenordnung von Nanosekunden und Frequenzen im MHz-Bereich, die eine neue Art von Beanspruchung für Transformatorwicklungen darstellt [2]. SC A2 ist auf diesem Gebiet weiterhin tätig und zwar in Zusammenarbeit mit anderen SC's.



Im Jahr 2005 wurde die WG A2-32 ins Leben gerufen, um sich mit dem Problem der Entstehung von Kupfersulfiden in der Transformatorisolation zu beschäftigen. Dieses Phänomen hat zahlreiche Ausfälle bei Transformatoren und Reaktoren verursacht. Einige Erfolge wurden bis jetzt erzielt, speziell in Hinblick auf Prüfmethode. Eine Vorbedingung für die Entstehung von Kupfer-Sulfid ist das Vorhandensein von korrosiven oder potentiell-korrosiven Schwefelsorten im Öl. Das Öl muss nicht notwendigerweise korrosiv sein gemäss einem konventionellen Metallstreifen-Test nach z.B. DIN 51353 oder ASTM D 1275 oder sogar gemäss einer „ausgedehnten“ Version dieser Tests. Sowohl naphthenische, als auch paraffinische oder dazwischen liegende Öle sind betroffen. Das Phänomen ist nicht abhängig von der An- oder Abwesenheit von Phenol Antioxidanten. Unabhängig von der Natur des Öles, hat sich das Auftreten von Ölen mit korrosiven Eigenschaften im letzten Jahrzehnt erhöht. Die Temperatur ist offensichtlich ein starker Einflussfaktor, da alle chemischen Reaktionen temperaturabhängig sind. Jedoch ist die Temperatur nicht der einzige Faktor für ein Auftreten, oder die Lage der Sulfidbildung. In Laborexperimenten wurde Bildung von Kupfersulfid im Bereich von 80°C bis 150°C nachgewiesen. Die Mehrzahl aller bekannten Ausfälle liegt in der Kategorie Shuntreaktoren, HGÜ- und Maschinentransformatoren. Eine Gemeinsamkeit all dieser Geräte ist ihre relativ hohe Last, Es gibt bis jetzt wenige Probleme bei Transformatoren, bei denen das Öl im Kontakt mit der Aussenluft ist (freie Atmung). Diese Aspekte verdienen noch eine eingehende Betrachtung. Als Folge der Temperaturabhängigkeit, haben Faktoren, wie Last, Umgebungstemperatur und Kühlersteuerung einen Einfluss. Aussergewöhnlich hohe Spannungs-Beanspruchungen würden ebenfalls das Ausfallrisiko infolge Sulfid-Ablagerungen erhöhen. Insbesondere scheint das Auftreten von starken und häufigen Transienten grossen Einfluss gehabt zu haben [3] [4].

2.3. Betriebsfähigkeit von Leistungstransformatoren

Im Jahr 1973 beendete die „Öl-Krise“ den Trend zu unveränderlichem Anstieg des Energieverbrauches und zur weiteren Zunahme von Leistung und Spannung der entsprechenden Geräte. Betriebsfähigkeit, Zuverlässigkeit, Umwelt und ökonomische Aspekte wurden massgebend.



Revision of GSU Unit 380 MVA/400 kV on site

Studien auf dem Gebiet von Belastbarkeit von Transformatoren, wie Berechnung und direkte Messung von Hot-spot Temperaturen, Erwärmungsversuchen, Analyse der gelösten Gase, Überlastverhalten und daraus resultierende Restlebenserwartung, wurden durch eine sehr aktive Arbeitsgruppe behandelt [5] Eine CIGRE Broschüre unter dem Titel „Thermal Aspects of Transformers“ wurde im Jahr 1995 veröffentlicht (Ref. N°96)

Diskutiert wurde ebenfalls die Brandgefährdung und die Umweltverschmutzung durch Öl im Falle eines schweren Transformatordefektes, sowie neue Konzepte unbrennbarer Isolierflüssigkeiten und explosions sicherer Transformator kessel [6].

In den letzten Jahren waren „Life-Management“ sowie Transformator-Zuverlässigkeit die Haupttätigkeit des SC A2, dies gilt auch für die Zukunft. Die Hauptgründe dafür liegen in der Überalterung vieler Leistungstransformatoren in den Industrieländern, aber auch in der Deregulierung des Energiemarktes, wodurch neue ökonomische Betrachtungsweisen auf der Verbraucherseite entstehen. Beide Aspekte werfen die Frage nach einer exakteren Einschätzung der Restlebensdauer und einer verbesserten Zuverlässigkeit des Transformators im Betrieb auf.

SC A 2 trägt zu diesen Betrachtungen in einer Working group „Life Management“ (siehe CIGRE Broschüre N° 227 – 2003) bei. Der Inhalt deckt allgemeine und theoretische Überlegungen, Diagnose- und Monitoring - Technologien sowie Tätigkeiten, die im Falle eines diagnostizierten Problems zu tun sind, ab. Im Jahr 2000 wurde eine WG ins Leben gerufen, um Empfehlungen im Zusammenhang mit der Wirtschaftlichkeit des Transformators im Betrieb zu erarbeiten. Der Schlussbericht wurde im Jahre 2004 in der CIGRE Broschüre „Guide on Economics of Transformer Management“ unter der Referenz N° 248 veröffentlicht.

Schliesslich publizierte im Jahr 2006 die WG A2-23 die Broschüre „Guide on Transformer Lifetime Data Management“ (Referenz N° 298)

2.4. HGÜ - Converter Transformatoren und Drosseln

Die Entwicklung und die Einführung von HGÜ Übertragungssystemen war eine neue Herausforderung für Transformatorlieferanten und -betreiber. Eine gemeinsame Working Group SC A2 und SC B4 'HVDC and Power Electronics' (vormals 14) arbeiteten lange, um Normen für die Spezifikation und Prüfung von HGÜ Transformatoren und Drosseln zu erstellen. Die Resultate wurden in der Zeitschrift ELECTRA veröffentlicht [8]. Die gemeinsame Aktivität von SC A2 und SC B4 wurde im Jahr 2004 wieder belebt.



2.5. Neue Technologien

Die Verwendung supraleitender Materialien auf dem Gebiet von Transformatoren wurde anhand einer praktischen Anwendung gezeigt [9] Wesentliche Verbesserungen können nur durch neue Materialien für Leiter, Magnetkreise oder elektrische Isolation erwartet werden.

3. Inputs von laufenden Aktivitäten

Verbindungen zwischen mehreren TF's in D1-01 "Ölwartung, Ölaufbereitung, PCB - Dekontaminierung, Furananalysen, Dielektrische „Reponse“-Analyse, Fortschritte in der DGA -Technologie, Oxydations-Stabilität von Isolierölen (in Vorbereitung)" wurden hergestellt. Andere Verbindungen bestehen mit SC A3, C1 'System Development and Economics', C4 'System Technical Performance', IEEE, IEC TC 14 und IEC TC 10.

Im Jahr 2007 sind folgende Arbeitsgruppen aktiv:

- WG A2-24 - Thermal performances (2003).
- WG A2-26 - Mechanical condition assessment of transformer windings (2004)
- WG A2-27 - Recommendations for condition monitoring facilities (2005).
- JWG A2/B4-28 - HVDC Converter Transformers (2004)
- WG A2-30 - Moisture in transformer (2004)
- WG A2-32 - Copper sulphide in power transformer insulation (2005).
- WG A2-33 - Transformer Fire Safety Practices (2006)
- WG A2-34 - Guide for Transformer Maintenance (2006).
- WG A2-35 - Experiences in service with new liquids (2006).

4. SC A2 Website

Das neue CIGRE Format ist nun völlig eingeführt. Viele Berichte auf dem Gebiet von Transformatoren sind auf dieser wichtigen Plattform vorhanden.

Die SC A2 WEB Site Adresse ist www.cigre-a2.org.

5. Literatur

- [1] An international survey on failure in large power transformers in service Electra 088, 1983
- [2] Electrical environment of Transformers
- Electrical environment of Transformers – Impact of fast transients Electra 218, 2005
 - Study of Very Fast Transients Overvoltages in Transformers Electra 179, 1998
 - The resonances overvoltages in power transformer WEB SC A2, 2007
 - Use of ZnO varistors in transformers Electra 143, 1992
- [3] Copper Sulphide in transformer insulation Electra 224, 2006
- [4] Copper sulphide in power transformer insulation Electra 230, 2007
- [5] Thermal aspects of power transformers
- Direct measurement of hot-spot temperature Electra 129, 1990
 - Lifetime evaluation of transformers Electra 150, 1993
 - Analytical and experimental determination of the hot-spot factor Electra 156, 1994
 - Survey of power transformer overload field practices Electra 156, 1994
- [6] Fire Avoidance in Transformer Substation Electra 231, 2007
- [7] Life management and reliability of power transformers
- Lifetime evaluation of transformers Electra 150, 1993
 - Furanic compounds analysis - a tool for predictive maintenance of oil-filled electrical equipment (issued by WG D1-01) Electra 175, 1997
 - Economics of transformer management (see also CIGRE Brochure N° 248), Electra 214, 2004
 - Dielectric response methods for diagnostic of power transformers (issued by WG D1-01) (see also CIGRE Brochure N° 254) Electra, 215, 2004
 - Recent developments in the interpretation of DGA (issued by WG D1-01) (see also CIGRE Brochure N° 296) Electra 226, 2006
 - Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers (issued by WG D1-01) Brochure 323, 2007
 - Transformers reliability surveys Electra 227, 2006
 - Mechanical condition assessment of transformer windings Electra 228, 2006
- [8] HVDC Transformers
- HVDC converter transformers - A review of specification content Electra 141, 1992
 - HVDC converter transformer noise considerations Electra 167, 1996
 - Load losses in HVDC converter transformers Electra 174, 1997
 - Analysis of HVDC Thyristor converter transformer performances Electra 212, 2004
- [9] High temperature superconductor application in electrical power systems Electra 193, 2000

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Ölspezifikationen, Zeit für eine kritische Betrachtung

Ivanka Atanasova-Höhlein
Siemens PTD T, Nürnberg

1985 Ph. D. in organischer Chemie

1992 Alexander-von-Humboldt Stipendiatin

1995 Leiterin Umweltlabor

Ab 1999 bei Siemens PTD T in Nürnberg

Mitglied in Cigre D1, DKE K182

Aufgabegebiete: Materialuntersuchung und Entwicklung im Bereich Transformatorenwerkstoffe

Ölspezifikationen, Zeit für eine kritische Betrachtung

Ivanka Atanasova-Höhlein
Siemens PTD T, Nürnberg

Elektrische Geräte werden für die maximalen Anforderungen, die in der Belastungsrichtlinie für ölgefüllte Transformatoren IEC 60076(2005) beschrieben sind, hergestellt. Der Betrieb eines Transformators am Netz ist allerdings von Typ und Belastung abhängig. Maschinentransformatoren sind grundsätzlich einer viel höheren Last als normale Netzkuppler ausgesetzt [1]. Bis jetzt existiert keine applikationsbasierte Differenzierung unter den verwendeten Isolierflüssigkeiten. Oft spielen bei der Wahl einer Isolierflüssigkeit nicht nur technische, sondern auch historische oder finanzielle Hintergründe eine Rolle.

1. Arten von Isolierflüssigkeiten

Es existieren einige Typen von Isolierflüssigkeiten für Transformatoren – manche davon werden aus raffiniertem Mineralöl hergestellt, weitere sind synthetisch – auf Kohlenwasserstoff- Ester- oder Silikonbasis oder aber auf natürliche Esterbasis, wie z. B. Raps- oder Sojaöle.

Historisch gesehen sind die am meisten verbreiteten Isolierflüssigkeiten auf Mineralölbasis. Innerhalb der Mineralöle gibt es eine Aufteilung zwischen naphthenischen und paraffinischen, dabei rührt diese Klassifizierung von dem Verhältnis der Fraktionen.

2. Viskosität

Die Kühlung eines ölgefüllten Transformators wird stark vom Kühldesign beeinflusst. In einem Transformator mit ONAN-Kühlung, sind die Temperaturgradienten von Öleigenschaften wie Viskosität und Dichte stark abhängig. Allgemein gilt, dass eine niedrige Viskosität die Kühlung und den Wärmetausch verbessert.

Naphthenische Mineralöle können sich in der Viskosität erheblich unterscheiden. Umfangreiche Messungen an 35 MVA ONAN Transformatoren zeigten allerdings, dass sich die Temperaturgradienten bei Verwendung unterschiedlicher Öltypen, die sich um mehr als 30% in ihrer Viskosität unterscheiden, nicht maßgeblich ändern [2].

3. Elektrische Eigenschaften

Eine Reihe von elektrischen Eigenschaften wie z. B. die Durchschlagspannung, das Teilentladungsvermögen, sowie die Feldstärke bei kurzen und langen Strecken sind wichtige Charakteristiken für den Trafhersteller und werden in dem Design berücksichtigt.

4. Hydrolytische Eigenschaften

Isolierflüssigkeiten auf Esterbasis können unter dem Einfluss von Feuchte und Temperatur hydrolysieren. Mineralöle können auch während der Oxidation hydrolysierbare Produkte bilden.

5. Besondere Anforderungen

5.1. Gas absorbierende Eigenschaften

Manche Standards, z. B. ASTM D3487 haben eine Begrenzung für das Gasverhalten (z.B. +30 µl/min). Ester Fluids weisen naturgemäß ein negatives Gasverhalten auf.

5.2. Brandverhalten

5.3. Wassergefährdungsklasse

Für Applikationen, bei denen die Brandgefahr und entsprechend die Umweltauflagen eine große Rolle spielen, können alternative synthetische oder natürliche Isolierflüssigkeiten statt Mineralöl eingesetzt werden. Die biologische Basis bedeutet allerdings nicht automatisch keine Wassergefährdung. Gerade „Bioflüssigkeiten“ enthalten eine Vielzahl von Additiven und Oxidationsinhibitoren, die wassergefährdend sein können.

5.4. Bioabbaubarkeit/ Umweltverträglichkeit

Die biologische Abbaubarkeit wird mit unterschiedlichen Methoden beurteilt. Große Mengen an Ölen sind allerdings immer eine Herausforderung für die Umwelt.

5.5. Sicherheit, Gesundheitsgefährdung

Die Kennzeichnung für polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK) wird gemäß IP 346 durchgeführt.

6. Oxidationsstabilität

6.1. Notwendigkeit für Oxidationsstabilität

Die Erwartungen an die Lebensdauer einer Isolierflüssigkeit werden durch die erwartete Lebensdauer des Transformators bestimmt. Bei freiatmenden Transformatoren kommt das Mineralöl in Berührung mit Luft, bildet Peroxide, die sich weiterhin unter Bildung von einer Vielzahl von Abbauprodukte zersetzen. Sogar in geschlossenen Transformatoren sind Reste an Luft im Öl und der festen Isolierung vorhanden, die Oxidationsreaktionen initiieren können.

Die Öle für die verschiedenen Transformatorenapplikationen können unterschiedliche Anforderungen für die Oxidationsstabilität erfüllen, dabei müssen diese nicht immer die höchsten sein.

6.2. Fortschreiten der Oxidation in einem Mineralöl

Der Oxidationsprozess in einem Mineralöl besteht aus 4 Hauptabschnitten: Beginn, Ausbreitung, Verzweigung und Beendung. Es ist bekannt, dass Schwermetalle die Bildung von Peroxiden, sowie die Öloxidation katalysieren. Die Zugabe von Kupfer blockierenden Substanzen, den s.g. Passivatoren verlangsamt diesen Prozess. Die Kombination aus Oxidationsinhibitoren aus der Gruppe der sterisch gehinderten Phenole (z. B. Di-t-butyl-p-kresol (DBPC)) und Passivatoren sind bekannte synergetisch wirkende Oxidationsinhibitoren [3]. Manche Sulfide und Disulfide sind natürlich vorhanden im Isolieröl und tragen zu dessen Oxidationsstabilität bei. Schwefelverbindungen sind wichtige Oxidationsinhibitoren und beeinflussen den Ausbreitungsschritt.

6.3. Konsequenzen bei unzureichender Oxidationsstabilität

Die Ergebnisse aus unzureichender Oxidationsstabilität sind vielfältig: Ölalterung, Verschlammung, Verstopfung der Kühlkanäle, Erhöhung des Verlustfaktors und der Azidität (Fig. 1 und Fig. 2).

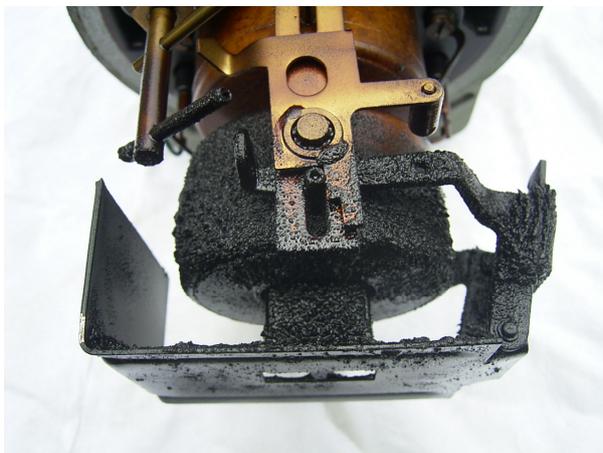


Fig.1. Schlammablagerungen am Buchholzrelais



Fig. 2. Schlammablagerungen am Wicklungspapier

Die Abbauprodukte sind polare Substanzen, die gut vom Papier absorbiert werden und zu seiner weiteren Zersetzung beitragen. Diese Zersetzungssubstanzen vermindern die mechanischen Eigenschaften und verschlechtern die elektrischen Eigenschaften des Öl-Papier Dielektrikums.

Ein typischer Oxidationstest gemäß IEC 61125C für ein nicht inhibiertes Öl mit und ohne Papier zeigt höhere Azidität und höheren Schlammgehalt im Test ohne Papier.

Die Standarduntersuchungen für Oxidationsstabilität werden unter unterschiedlich starken Bedingungen ausgeführt und liefern entsprechend unterschiedliche Ergebnisse (Tabelle 1).

Standard	Testdauer (h)	Temperatur (°C)	Kupfer(cm ² /kg Öl)	Oxidation medium/Fluß (ml/min)
IEC 1125, Methode A	164	100	388	Sauerstoff/0,10
IEC 1125, Methode C	164	120	1144	Luft/0,15
ASTM D2440	72(164)	110	376	Sauerstoff/0,10
DIN 51554 (Baader)	140	110	344	Luft

Tabelle 1. Testmethoden für die Oxidationsstabilität von nicht inhibierten Mineralölen. Verschiedene Methoden, verschiedene Ergebnisse

6.4. Methoden für die Auswertung der Oxidationsstabilität

Die Prüfungen im Zusammenhang mit der Bestimmung der Oxidationsstabilität werden normalerweise für eine festgelegte Testdauer durchgeführt, danach werden die Alterungskennzahlen wie Schlammgehalt, Verlustfaktor und Azidität bestimmt. Oft wird die Oxidation bis zur vollständigen Ölzerersetzung durchgeführt, dabei bleibt das Ölverhalten während der Oxidation unbekannt.

Eine weitere Vorgehensweise wäre die Bestimmung der Induktionszeit durch das Monitoring der Leitfähigkeit des wässrigen Auszugs aus niedermolekularen Abbauprodukten während der Alterung. Auf diese Weise können der Einfluß des Kupferkatalysators, des Isolierpapiers oder weiterer Transformatorenmaterialien untersucht werden.

6.5. Inhibierte im Vergleich zu nicht-inhibierten Ölen

Alle Isolierölspezifikationen unterscheiden zwischen nicht-inhibierten und inhibierten Ölen. Die Definition eines inhibierten Öls genießt mehr Konsensus – dies ist ein Öl, das zwischen 0,25 und 0,40% DBPC (Di-t-butyl-para-Kresol) enthält. Solche Öle sind z. B. die so genannten Typ II Öle gemäß D3487 oder standard- oder high-Grade Öle gemäß IEC 60296.

Die Definition eines nicht inhibierten Öls ist nicht so eindeutig und z. T. widersprüchlich. Z. B. darf der Gehalt an Inhibitor gemäß IEC 60296 nicht detektierbar sein, gemäß ASTM D3487 oder IS 335 ist aber ein Gehalt an DBPC bis zu 0,08% akzeptabel. Solche Öle werden aber von IEC 60296 als teilinhibiert betrachtet.

Die Labormethoden für die Oxidationsstabilität berücksichtigen das unterschiedliche Oxidationsverhalten von inhibierten und nicht inhibierten Ölen und sind entsprechend für nicht- und teilinhibierte Öle milder. Das Ergebnis der Alterung zeigt eindeutig, dass inhibierte Öle einen höheren Widerstand gegen Oxidation aufweisen als nicht inhibierte Öle.

Isolieröle haben keine Zuordnung zu einer thermischen Klassifizierung. Eine Langzeitalterung über 7 Monate bei Temperaturen von 60°C, 75°C, 90°C und 105°C unter den Bedingungen von Cigre A2.32.01 zeigt eindeutig das überlegene Verhalten von inhibierten Isolierölen – Fig. 3

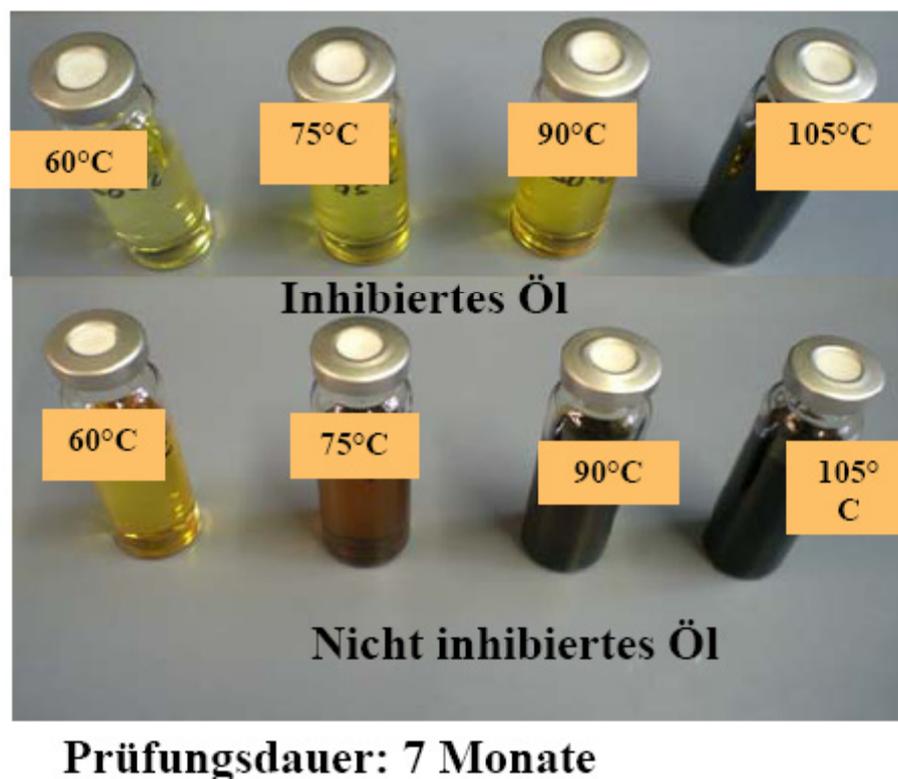


Fig. 3. Änderung der Farbe für inhibierte und nicht-inhibierte Öle bei verschiedenen Temperaturen nach 7 Monaten und Bedingungen des Cigre A2.32.01 Tests [4].

Betriebserfahrung und Langzeitverhalten von inhibierten im Vergleich zu nicht inhibierten Ölen.

Transformatoren mit ähnlichem Design und Belastung gefüllt mit inhibierten Ölen zeigen einen viel günstigeren Ölalterungszustand als diese mit nicht inhibierten Ölen. Der Verbrauch an Oxidationsinhibitor nach 35 Jahren Betrieb bei Hochlast betrug ca. 40% des Anfangsniveaus (Tabelle 2).

Darüber hinaus neigen nicht inhibierte Öle zu einer ölabhängigen Spaltgasbildung, die s. g. Straygassing.

	Transformator 1 Nicht inhibiertes Öl	Transformator 2 Inhibiertes Öl
Reihenspannung (kV)	420	425
Leistung (MVA)	780	970
Herstellungsjahr	1985	1973
Farbe	4,5	2,5
Neutralisationszahl (mg KOH/g Öl)	0,12	<0,01
Verlustfaktor	0,035	0,014
Grenzflächenspannung (mN/m)	18	37
Gehalt an Inhibitor (%)	-	0,17

Tabelle 2. Ölwerte von zwei freiatmenden Maschinentransformatoren mit nicht inhibiertem und inhibiertem Öl

7. Korrosivität

Das Korrosionsphänomen wurde ausführlich in Cigre WG A2-32 behandelt [4,5]. Die gleichen Schwefelverbindungen, die zur Oxidationsstabilität beitragen, sind auch für die Korrosivität von Isolierölen verantwortlich. Der Mechanismus der Korrosivität ist nicht einfach – z. B. kann eine erhöhte Mobilität von Kupfer ins Papier zum Abbau der Schwefelverbindungen mit der Bildung von Kupfersulfid führen, oder es kann eine Zersetzung zu elementarem Schwefel, Bildung von Kupfersulfid und dessen Diffusion durch mehrere Papierlagen vorliegen. Die Verminderung des dielektrischen Widerstands infolge der erhöhten Leitfähigkeit des Isolierpapiers ist die häufigste Fehlerursache.

Risikofaktoren für ölgefüllte elektrische Geräte

Aus praktischer Sicht ist es notwendig, eine Risikoabschätzung des elektrischen Geräts durchzuführen, dabei werden nicht nur die Korrosivität, sondern auch das Design und die Betriebsbedingungen berücksichtigt [6].

Risikobehaftetes Equipment beinhaltet eine Kombination von zwei oder mehreren Faktoren, die nachstehend aufgelistet sind:

KORROSIVES ÖL
 +
HOHE UMGEBUNGS-/BETRIEBSTEMPERATUR
 +
BEGRENZTER SAUERSTOFFGEHALT
 +
NICHT LACKIERTE KUPFERDRÄHTE
 +
BETRIEBSBEDINGUNGEN
(TRANSIENTE, KURZSCHLÜSSE, WARTUNGSMASSNAHMEN)
 +
ERFAHRUNG DES HERSTELLERS

7.1. Temperatur als Risikofaktor

Die Temperatur ist einer der wichtigsten Beschleuniger der Ölkorrosivität. Korrosivität kann allerdings auch im Bereich der normalen Betriebstemperaturen auftreten. Prüfserien in der Testanordnung des Cigre Tests A2.32.01 im Temperaturbereich von 60°C, 75°C, 90°C und 105°C für die Testdauer von 7 Monaten zeigten, dass bei dieser Testdauer Korrosion auch bei 105°C auftreten kann.

7.2. Einfluss des Isolationsmaterials

Die Papierisolation scheint empfindlicher zu sein als Nomex für leitfähige Ablagerungen von Kupfersulfid. Dies hängt damit zusammen, dass Papier Kupferionen absorbiert und anreichert. Darüber hinaus ist Isolierpapier porös und durchlässig. Die Oberfläche von Nomex ist versiegelt und dies erlaubt das Wachstum der leitfähigen Ablagerungen durch die Schichten nicht.

7.3. Einfluss des Leitermaterials

Die Anwendung von lackierten Kupferdrähten oder Drilleiter reduziert drastisch das Risiko der Korrosion am elektrischen Gerät, sogar im Falle von korrosiven Ölen. Tests gemäß Cigre A2.32.01 mit lackierten Kupferdrähten und korrosiven Ölen waren negativ und zeigten weder eine Kupferverfärbung noch leitfähige Ablagerungen auf dem Papier.

8. Zusammenfassung

Die Materialspezifikationen für Transformatorenmaterialien müssen die Trafoumgebung widerspiegeln. Die flüssige und feste Isolierung müssen in Ihrer Gesamtheit und Wechselwirkung betrachtet werden. Die Isolierflüssigkeit als Isolator, Wärmeabfuhr- und diagnostisches Medium hat eine hohe Bedeutung für die Betriebstüchtigkeit eines Transformators. Oft werden vereinfachte Prüfbedingungen mit dem Ziel eines schnellen Ergebnisses gefordert. In solchen Fällen muß allerdings beachtet werden, ob solche Methoden zuverlässig genug die Trafoumgebung und die Betriebsbedingungen abbilden. Die Oxidationsstabilität ist notwendig für das Betriebsverhalten der Isolierflüssigkeiten. Die Realität zeigt allerdings, dass die höchste Oxidationsstabilität nicht immer für jeden Applikationsfall eine Notwendigkeit darstellt.

Die existierenden Erfahrungen in der Form von Isolierölspezifikationen, Standards oder lokalen Anforderungen müssen mit dem Ziel Erfüllen der besten technischen Anforderung für eine vorgegebene Transformatorenspezifikation verglichen und revidiert werden.

Literatur

- [1] F. Flottmeyer, U. Sundermann, A. Möllmann, “Ageing Alterungsverhalten von Transformatorisolerölen”, Elektrizitätswirtschaft, 1996, Vol. 95, Nr. 8, 496-502.
- [2] Z. Radakovic, P. Heintzig, K. Eckholz, I. Atanasova-Höhlein, G. Vasic et al “Einfluss der Ölviskosität auf das thermische Verhalten von ölgekühlten Leistungstransformatoren”, Elektrizitätswirtschaft, 2005, vol. 104, Nr. 25, 54-61.
- [3] R. Crisóstomo Rabelo Neto, Daniel O. Lima et al, “Termo-oxidative stability of mineral naphthenic insulating oils. Combined effect of antioxidants and metal passivator”, Ind. Eng. Chem. Res., 2004, Vol. 43, 7428-7434.
- [4] WG A2.32, “Copper sulfide in transformer insulation”, Electra Nr. 230, February 2007.
- [5] WG A2.31, “Copper sulfide in transformer insulation”, Electra, February 2006.
- [6] Siemens technisches Bulletin, “Korrosiver Schwefel in Transformatorenölen, Probleme, Konsequenzen und Verfahrensempfehlungen”, Bestell- Nr. TH 101-060688 101964 WS 07062.

FKH - / VSE – Fachtagung

14. November 2007

Ölimprägnierte Hochspannungsisolationen, aktuelle Probleme

Vor-Ort-Regeneration von Isolieröl mit Fullererde

Paul Köstinger ABB Sécheron, Baden

- 1969 Geboren in Zürich
- 1989 - 1992 Studium Elektrotechnik, HTL Winterthur, Dipl.-Ing.
- 1993 - 1996 Mitarbeiter von Ozonia AG, Dübendorf; Prozesssteuerungen
- 1998 - 2000 Steuerungsingenieur bei der Micafil AG, Bereich Vakuumanlagen für Trafos
- 2000 - 2003 Leiter Technik bei der Micafil AG, Bereich Vakuumanlagen
- 2003 - 2006 Serviceingenieur bei ABB Norwegen, Service von Transformatoren
- 2007 Verkaufingenieur ABB Sécheron, Transformatorservice

Vor Ort Regeneration von Isolieröl mit Fullererde

Paul Köstinger
ABB Sécheron, Baden

1. Einleitung

Die Erhöhung der technischen Lebenserwartung von Leistungstransformatoren wurde zu einem wichtigen Thema, da sich ein Grossteil der in der westlichen Welt installierten Einheiten in der „zweiten“ Lebenshälfte befindet. Ein Hauptaugenmerk gilt dabei dem Zustand des Isolationssystems, das auf organischen Materialien basiert: Mineralöl und Papier. Diese Komponenten altern, und verlieren über die Zeit ihre Widerstandskraft gegenüber den Belastungen, denen sie ausgesetzt sind (Kurzschlüsse, Vibrationen....).

Hauptfaktoren für die Alterung der organischen Materialien sind Temperatur, Feuchte, Säuren und Sauerstoff.

In diesem Bericht soll vor allem auf die Säuren eingegangen werden. Neue Forschungsergebnisse zeigen, dass insbesondere die niedermolekularen Säuren (wasserlösliche Säuren) einen wichtigen Einfluss auf die Alterungsprozesse haben. Diese Säuren wiederum sind Nebenprodukte der Alterungsprozesse. Dies löst eine Teufelsspirale aus, bei der die Alterungsprozesse auch bei gleichbleibender Belastung (Temperatur) immer mehr beschleunigt werden. Will man diese Entwicklung bremsen, gilt es, diese Abfallprodukte der Alterung (Feuchte und Säuren) so effizient und so früh als möglich aus dem Transformator zu entfernen.

2. Öl- und Papieralterung

Das Isolieröl im Transformator altert über die Zeit durch den ständigen Einfluss von Wärme, Sauerstoff und metallischen Katalysatoren (Kupfer und Aluminium). Der Hauptprozess ist dabei die Oxidation der Ölmoleküle. Dabei werden polare Alterungsprodukte Ketone, Aldehyde und Säuren gebildet. Bei diesem Zersetzungsprozess ist Schlamm das Endprodukt. Bis anhin galt das Augenmerk diesem Schlamm, da damit einzelne Kühlkanäle blockiert werden konnten, und es dadurch zu einer lokalen Überhitzung und somit zu einer forcierten Papieralterung kommen konnte. Neuere Forschungen zeigen aber deutlich, dass bereits die produzierten Säuren einen sehr grossen Einfluss auf die Papieralterung haben.

Ölparameter

Die meisten Alterungsprodukte sind polar und sie beeinflussen die verschiedenen Ölparameter wie:

- Grenzflächenspannung
- Verlustfaktor, $\tan\delta$
- Farbe
- Säuregehalt

Der meist verbreitete Faktor für den Nachweis der Ölalterung ist die Säurezahl im Öl. Dieser wird durch eine Ölanalyse nach IEC 62021-1 bestimmt. Für ein komplettes Bild des Ölzustandes müssen aber auch die anderen Parameter bestimmt werden.

Papieralterung unter dem Einfluss von Säuren

Die Alterung des Isolationspapiers ist irreversibel und sie bestimmt als einer der Hauptfaktoren die technische Lebenserwartung des Transformators. Wenn das Papier altert, verändern sich die mechanischen Eigenschaften. Die Reduktion der Widerstandskraft hängt mit der „Zerstückelung“ der Zelluloseketten zusammen. Neues Papier hat eine Kettenlänge von ca. 1200 (dies wird auch als Polymerisierungsgrad bezeichnet DP). Die Zugfestigkeit hängt mit dem DP-Wert zusammen (Fig. 1). Typischerweise wird ein DP-Wert von ca. 200 als Lebensendkriterium für das Isolierpapier betrachtet.

Im Alterungsprozess sind verschiedene Mechanismen involviert. [1, 2] Die wichtigsten Faktoren, die die Alterungsrate beeinflussen, sind Temperatur, Feuchte und der Säuregehalt.

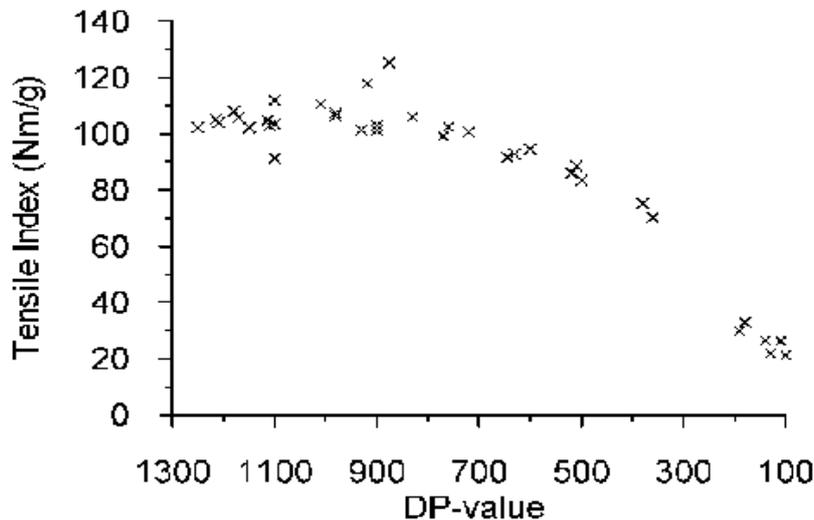


Abbildung 1: Zugfestigkeit in Abhängigkeit des DP Wertes für Munksjø Papier

Diese beiden Prozesse, die Ölalterung und die Papieralterung, haben viele Bereiche wo sie sich gegenseitig beeinflussen. Die Alterungsprodukte des einen Prozesses beschleunigen den Alterungsprozess der Gegenseite. In einigen Fällen werden die Alterungsprodukte der einen Komponente in der anderen angesammelt. So tendieren beispielsweise die wasserlöslichen Säuren dazu, sich im Papier anzusammeln. Furane aus der Papieralterung werden dagegen teilweise im Öl gelöst. Der Nettoeffekt solcher Prozesse ist schwer vorherzusagen und der volle Umfang der Interaktion ist noch lange nicht komplett erforscht. Es besteht jedoch kein Zweifel, dass gut gepflegtes Isolieröl die Lebenserwartung der festen Isolation verlängert.

Dass die verschiedenen Säuren die Papieralterung beeinflussen, wurde an einem Versuch gezeigt, wo 5 typische Säuren, die normalerweise in Transformatoren gefunden werden, bis zu einer Konzentration von 0,4 mg KOH/g dem Transformatoröl zugegeben wurden.

Aus der Figur 2 ist ersichtlich, dass hochmolekulare Säuren die Alterung des Papiers nur minimal beeinflussen. Die niedermolekularen Säuren beeinflussen die Alterung aber mit abnehmendem Molekulargewicht zunehmend. Der Hauptgrund dafür ist die Wasserlöslichkeit dieser Säuren, die dadurch leichter im Papier angesammelt werden können.

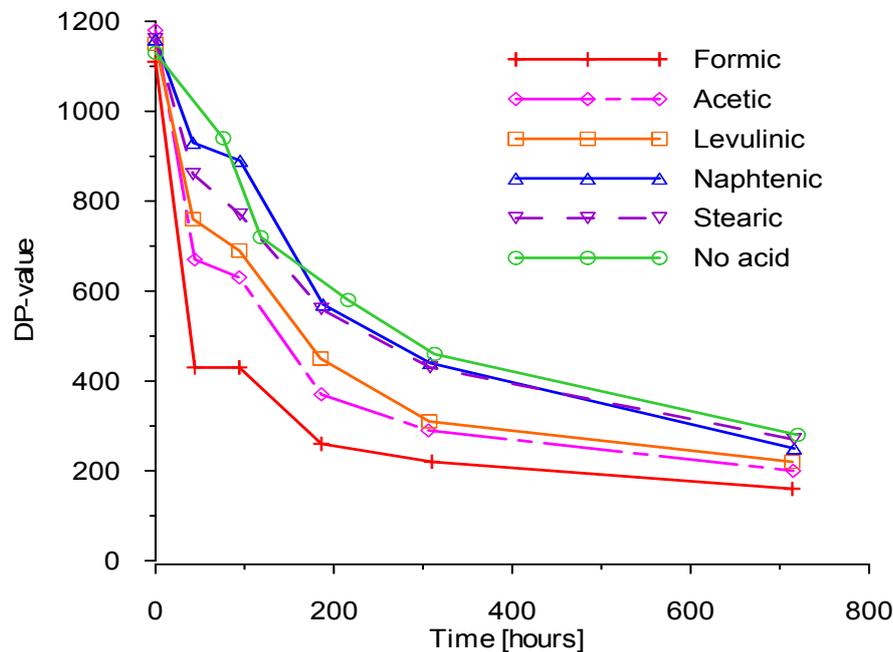


Abbildung 2: Papieralterung bei 130°C im Öl bei Zugabe von verschiedenen typischen Säuren (Säurezahl 0,4 mgKOH/g)

Die Resultate dieser Untersuchungen sind für den Transformatorenunterhalt von entscheidender Bedeutung. Die Alterungsbeschleuniger, Wasser und Säuren, tendieren dazu, sich im Isolationspapier anzusammeln. Die Entfernung dieser Substanzen aus dem Papier ist deshalb das, was bei lebensverlängernden Unterhaltsarbeiten angestrebt werden soll.

3. Methoden zur vor Ort Entfernung von Alterungsbeschleunigern (Säuren und Wasser)

Eine effiziente Entfernung von Feuchte aus der ölimprägnierten Isolation in einem Leistungstransformator ist nur mit der Kombination von Vakuum und Wärme möglich. Typischerweise sollten Temperaturen von über 100°C und ein Vakuumwert von unter 1 mbar erreicht werden. Da bei diesen Bedingungen die leichten Fraktionen des Transformatoröles verdampft werden, bedarf es anderer Methoden zur Erwärmung des Aktivteiles. Eine gut erprobte Technik ist das Erhitzen mittels niederfrequentem Strom (LFH Methode) [3]. Die hohen Temperaturen in Kombination mit Vakuum haben zusätzlich den Vorteil, dass auch die niedermolekularen Säuren verdampft werden können.

Eine andere Methode zur Entfernung von Säuren ist das Regenerieren (Fullern) des Transformatoröles im Umlaufverfahren. Durch das mehrmalige Zirkulieren des heißen Öles und der Verwendung von Absorptionsmittel (Fullererde), können Säuren und andere Alterungsprodukte aus dem Öl sowie auch aus der Papierisolation ausgewaschen werden. Eine Ölregeneration reduziert auch die Neuproduktion von neuen Säuren, da die Alterung des Öles nahezu gestoppt werden kann.

3.1 Verschiedene Regeneriermethoden

Zur Regenerierung des Transformatoröles wird normalerweise Fullererde (auch Bleicherde genannt) verwendet. Das ist eine Magnesium/Aluminium-Silikaterde mit einer sehr grossen Oberfläche (400 m²/g). Es gibt auch Ansätze, andere Materialien wie Siliziumoxyd oder Amberlyst zu verwenden. Doch bis jetzt kommt noch kein Material an die Fullererde heran, wenn es darum geht, sämtliche Alterungsprodukte aus dem Öl zu entfernen.

Bei der Anwendung der Fullererde unterscheidet man zwischen 2 verschiedenen Applikationsvarianten:

3.1.1 Konventionelle Methode mit einmaligem Gebrauch der Fullererde



Abbildung 3: Konventionelle Ölregenerieranlage

Bei dieser Methode wird das erwärmte und entgaste Öl durch die Behälter mit Fullererde geleitet. Ist die Fullererde gesättigt, so werden die Behälter entleert und die gebrauchte Erde wird entsorgt. Die verwendete Menge an Fullererde ist abhängig vom Verschmutzungsgrad des Öles. Diese bewegt sich aber normalerweise im Rahmen von 5-10% der Ölmenge. Damit auch das Papier gereinigt werden kann, bleibt die Ölanlage auch während der Nacht in Betrieb, so dass der Transformator erwärmt werden kann. Diese Methode eignet sich besonders bei Ölen, die noch nicht sehr stark gealtert sind und immer noch einen relativ niederen Säuregehalt haben. (Typischerweise < 0.1 mgKOH/g)

3.1.2 Moderne Methode mit Wiederaufbereitung der Fullererde



Abbildung 4: Moderne Ölregenerieranlage mit integrierter Wiederaufbereitung der Fullererde

Grundsätzlich funktioniert diese Methode nach dem gleichen Prinzip wie die konventionelle Methode. Das Öl wird erwärmt und entgast, sowie über die Kolonnen mit Fullererde geleitet. Der Hauptunterschied ist jedoch, dass die gesättigte Fullererde nicht gewechselt werden muss, sondern dass sie direkt auf der Anlage wiederaufbereitet wird. Somit entfällt das aufwändige Wechseln und Entsorgen der Fullererde.

Der grosse Vorteil mit dieser Technik ist, dass damit ohne Zusatzaufwand wesentlich grössere Mengen Fullererde zum Einsatz kommen können. Weiter entstehen auch keine Abfälle, die danach entsorgt werden müssen. Dies erlaubt es, ein bedeutend besseres Endresultat zu erzielen. Nach einer Fullierung mit einer Onlineregenerieranlage entspricht die Ölqualität nach der Inhibierung defakto Neuöl. Langjährige Erfahrungen zeigen, dass auch 12 Jahre nach einer solchen Behandlung das Öl immer noch hervorragende Eigenschaften besitzt.

Der Wiederaufbereitungsprozess geschieht typischerweise während der Nacht. Die Anlagen sind mit einer SPS Steuerung ausgerüstet, die sämtliche Prozessparameter überwachen. So kann der Wiederaufbereitungsprozess auch ohne Bedienpersonal durchgeführt werden.

Normalerweise wird das Öl mit dem Transformator in Betrieb kontinuierlich aufbereitet. Die Vibrationen und die interne Ölzirkulation helfen zusätzlich, die Alterungsprodukte aus dem Papier auszuwaschen. Es ist aber auch möglich, die Regenerierung bei ausgeschaltetem Transformator durchzuführen. Dann sind jedoch die Prozesszeiten etwas länger um den gleichen Effekt zu erzielen.

Die installierte Menge Fullererde beträgt typischerweise 1200 – 1800 kg. Durch die tägliche Wiederaufbereitung stehen also für einen Prozess mehrere Tonnen Fullererde zur Verfügung.

Diese Methode wird meist bei grösseren Ölmengen angewendet oder dann, wenn das Öl schon sehr stark gealtert ist (> 20 Tonnen oder > 0.1 mgKOH/g).

Inhibierung

Nach jeder Behandlung des Isolieröles mit Fullererde sollte (muss) das Öl inhibiert werden. Die Fullererde hat die Eigenschaft, sowohl die natürlichen (Schwefelverbindungen) als auch die künstlichen Inhibitoren (DBPC) zu entfernen. Für ein langzeitstabiles Resultat ist es daher nötig, das Öl neu zu inhibieren

Vergleich zu einem Ölwechsel

Beim Ölwechsel an einem Transformator vor Ort kann das alte Öl nie ganz entfernt werden. Bedeutende Mengen des alten Öles bleiben in der Isolation und am Boden des Kessels. Dieses Öl vermischt sich mit dem Neuen und verunreinigt dies mit den verschiedenen Alterungsprodukten. Weiter werden sich auch ein Teil der Alterungsprodukte aus dem Papier im neuen Öl lösen. Dies führt dazu, dass das neue Öl bereits nach sehr kurzer Zeit wieder den gleichen Alterungszustand erreicht, wie das davor gewechselte. Das ganze kann auch mit einem Ölwechsel am Auto verglichen werden: Bei jedem Ölwechsel ist es wichtig, auch den Ölfilter zu wechseln, da sonst das neue Öl sofort wieder verschmutzt wird. Bei einem Transformator bildet nun mal der Aktivteil mit seiner Papierisolation diesen Filter. Und der ist ja bekanntlich leider nicht so einfach wechselbar....

Aus diesem Grund wird ein Prozess, der mit einem Umlaufverfahren arbeitet bei dem das Öl mehrmals zirkuliert wird, immer die besseren Langzeitresultate zeigen, als ein Ölwechsel.

Bei extrem gealtertem Öl kann es aber auch sinnvoll sein, das alte Öl erst mal zu wechseln, um dann nach ein paar Jahren mit einer nachträglichen Fullung ein stabiles Langzeitresultat zu erreichen.

4. Langzeitstabilität

Die Langzeitstabilität einer Ölregeneration ist unter anderem abhängig von der Prozesszeit, der verwendeten Menge Fullererde und dem Verschmutzungsgrad des Transformators. Bei der Verwendung von grossen Fullererdemengen, wie dies mit wiederaufbereiteter Erde möglich ist, kann eine hervorragende Langzeitstabilität des Öles erreicht werden. Insbesondere in Skandinavien und Deutschland konnte ABB über die letzten 10 Jahre mit über 500 aufbereiteten Transformatoren einen riesigen Erfahrungsschatz aufbauen. Die Transformatoren wurden nach der Aufbereitung mittels Ölanalysen weiterverfolgt. Die Resultate zeigen dabei eindrücklich den durchschlagenden Erfolg der Methode. Auch nach mehr als 10 Jahren zeigen die behandelten Transformatoröle nur einen minimalen Anstieg des Säuregehaltes. Bei einem Ölwechsel, oder bei der Verwendung von zu kleinen Mengen Absorber, sind bereits nach 2-3 Jahren wieder ähnlich schlechte Werte für die Säurezahl und die Grenzflächenspannung erreicht wie vor der Behandlung.

Alterung von Trafoöl nach Fullierung und Ölwechsel (reele Beispiele)

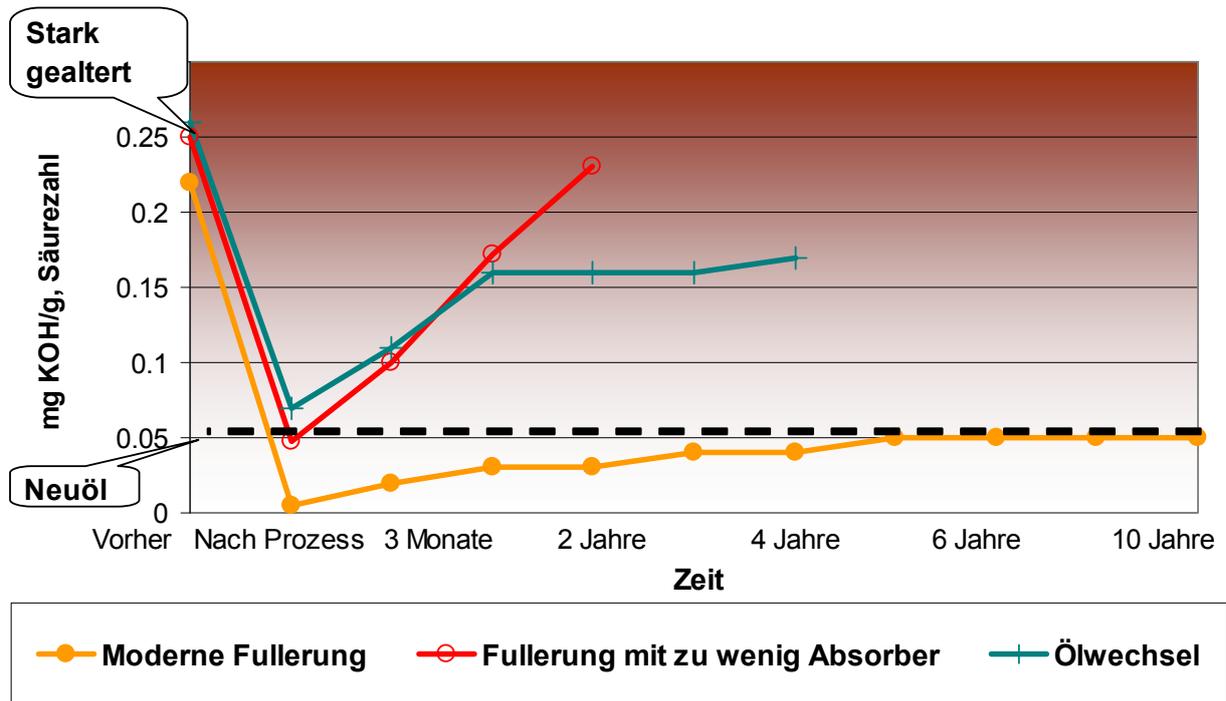


Abbildung 5: Langzeitvergleich der verschiedenen Methoden

Aber auch wenn mit dieser Technik auch stark gealterte Öle wieder auf einen vernünftigen Zustand gebracht werden können, so ist es doch anzuraten, die Öle zu behandeln, bevor es zu starken Alterungen kommt. Dies um zu verhindern, dass grosse Mengen von Säuren produziert werden, die sich dann wieder im Papier ablagern und die Papieralterung beschleunigen. Die neuesten IEC Grenzwerte für die Säurezahl und die Grenzflächenspannung wurden reduziert, um diesem Umstand Rechnung zu tragen. In Skandinavien geht man allerdings noch weiter. Dort gelten in den nationalen Normen Grenzwerte von 0.1 mgKOH/g für die Säurezahl.

5. Korrosiver Schwefel

Schwefel im Öl ist grundsätzlich etwas Erwünschtes, da dieser als natürlicher Inhibitor wirkt, der dem Öl die Langzeitstabilität gegen Alterung gibt. In den letzten Jahren sind jedoch Öle auf den Markt gekommen, die eine Form des Schwefels beinhalten, der zusammen mit Kupfer Kupfersulfid bilden kann. Dieses Kupfersulfid ist leitend und es lagert sich in der Papierisolation der Wicklungen ab. Dies hat bei verschiedenen Transformatoren weltweit zu katastrophalen Kurzschlüssen geführt.

Wie schon früher erwähnt, werden bei einer Regenerierung alle natürlichen (Schwefelverbindungen) wie auch künstlichen Inhibitoren entfernt. Dies gilt auch für den korrosiven Schwefel.

Dies bedingt jedoch den Einsatz von grossen Mengen Fullererde, wie sie jedoch bei der modernen Regenerierungsmethode mit wieder aufbereiteter Fullererde zur Verfügung stehen.



Abbildung 6: Leiter und die 5 Papierlagen der Reihe nach eines havarierten Transformators aus Norwegen. Havarieursache: korrosiver Schwefel im Öl

6. Zusammenfassung

Ein hoher Feuchtegehalt aber auch ein hoher Säurewert beschleunigen die Zersetzung des Isolationspapiers und reduzieren so die technische Lebenserwartung der Transformatoren.

Durch das gezielte Entfernen dieser Alterungsbeschleuniger lässt sich die Papieralterung bedeutend reduzieren und dadurch die Lebensdauer verlängern, aber auch die Zuverlässigkeit des Transformators erhöhen.

Eine effiziente Methode um Feuchtigkeit und einen Teil der Säuren zu entfernen, bietet die LFH- Trocknungsmethode. Will man aber auch die Neuproduktion der Säuren durch die Ölalterung minimieren, so muss das Öl mit Fullererde regeneriert werden.

Für die Regenerierung bieten sich heute zwei Methoden an. Einerseits die konventionelle Methode mit dem Wechseln und Entsorgen der Fullererde, andererseits eine modernere Variante wo die Fullererde direkt in der Anlage wiederaufbereitet wird.

Die Wiederaufbereitung der Fullererde hat den grossen Vorteil, dass es so möglich wird, wesentlich grössere Mengen an aktiver Fullererde zu verwenden und so ein wesentlich besserer Langzeiteffekt erreicht wird.

Gegenüber einem Ölwechsel sind beide Methoden überlegen, da sie im Umlaufverfahren funktionieren, und so auch Abfallstoffe aus dem Papier ausgewaschen werden können. Auch ist es vom Aspekt der Ressourcenverwendung unbestritten, dass eine Fullierung wesentlich umweltfreundlicher ist als ein Ölwechsel.

Literatur:

- [1] L.E.Lundgaard, W.Hansen; S.Ingebrigtsen, D.Linhjell, M.Dahlund: "Aging of Kraft paper by acid catalyzed hydrolysis", ICDL, 2005, Coimbra
- [2] S.Ingebrigtsen , M.Dahlund; W.Hansen, D.Linhjell, L.E.Lundgaard: "Solubility of carboxylic acids in Paper (Kraft)-Oil Systems", CEIDP, Boulder, Colorado, 2004
- [3] P.Koestinger et al.: „Practical experience with the drying of power transformers in the field, applying the LFH Technology“, Cigre meeting Paris 2004

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen

Aeschbach	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Aeschbach	Reto	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Albert	Hans-Peter	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Döttingen
Arnold	Walter	Elektrizitätswerk Altdorf	Altdorf
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Atanasova-Höhlein	Ivanka	Siemens AG	Nürnberg
Balsiger	Jürg	Energie Wasser Bern	Bern
Bieri	Norbert	Swiss Steel AG	Emmenbrücke
Blattmann	Armin	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Bleuel	Walter	Industrielle Werke Basel	Basel
Bohler	Kurt	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Boss	Pierre	ABB Sécheron SA	Genève 2
Boss	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Büchel	Beat	EKT AG	Arbon
Büchel	Arthur	Liechtensteinische Kraftwerke	Schaan
Büttler	Roland	ATEL Netz AG	Oltén
Castelli	Giovanni	AEW Energie AG	Aarau
Casutt	Otto	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Christen	Michael	ABB Switzerland Ltd, Micafil	Zürich
Costa	Pino	Starkstrom-Gerätebau GmbH	Zürich
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Dreier	Lars	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Durot	Dominique	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Eggimann	Lukas	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Felder	Roland	Gebrüder Meier AG	Regensdorf
Fessler	Peter	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Frey	Peter	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Fuhr	Jitka	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Gambon	Pascal	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Gamlin	Michael	Haefely Test AG	Basel
Gendotti	Samuele	ATEL Rete SA	Bodio
Georgy	Bernard	Sankt Galler Stadtwerke	St. Gallen
Geyer	Harald	Agea - Kull AG	Derendingen
Gilgen	Robert	trafopower ag	Schönenwerd
Gruber	Andreas	Micafluid AG	Schlieren
Gysi	Rudolf	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Hässig	Martin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Heizmann	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Chez-le-Bart
Henn	Nils	Elektra Baselland Liestal	Liestal
Hochreiter	Erich	Siemens Transformers Austria GmbH & Co KG	Linz

Hofstetter	Martin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Horner	Heinz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Huber	Christof	Stadtwerk Winterthur	Winterthur
Hug	Urs	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Hunziker	Simon	trafopower ag	Schönenwerd
Jäger	Kurt	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Jakob	Roland	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Karius	Volker	Trench Switzerland AG	Basel
Kaufmann	Walter	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Nürensdorf
Killer	Eric	ABB Sécheron AG	Baden
Knab	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Krause	Christoph	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Krenger	Armin	Rauscher & Stoecklin AG	Sissach
Kreuzer	Josef	ABB Sécheron SA	Genève 2
Krummen	Bernard	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Kunz	Paul	BKW FMB Energie AG	Bern 25
Kuratli	Robert	ATEL Netz AG	Olten
L'Eplattenier	Robert	Gasenzer AG	Hinwil
Lange	Christian	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Lauper	Heinz	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Lehner	Markus	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Mansuy	Bruno	Trench Switzerland AG	Basel
Marthaler	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Mathis	Peter	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Mauchle	Urban	EKT AG	Arbon
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG	Brugg
Meier	Ricco	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Meier	Werner	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Leibstadt
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Metzger	Fridolin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Laufenburg
Miletic	Dragan	Swiss Steel AG	Emmenbrücke
Müller	Pascal	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Null	Volker	Shell Global Solutions	Hamburg
Odelius	Helene	Nynas Naphtenics	Nynäshamn
Papaux	Pierre	Maxwell Technologies SA	Rossens
Petar	Fausto	ATEL Rete SA	Bodio
Pfister	Martin	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Prinz	Hanspeter	ALSTOM (Schweiz) AG	Baden
Raymann	Albert	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Uznach
Rey	Antoine	Trench Switzerland AG	Basel
Roner	Gion Duri	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Savary	Etienne	Maxwell Technologies SA	Rossens
Schär	Thomas	Piffner Messwandler AG	Hirschthal

Schenk	Paul	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Uznach
Schenk	Guido	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Scherer	Franz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Schlett	Hans-Werner	ALSTOM (Schweiz) AG	Baden
Schletti	Walter	Schweizerische Bundesbahnen	Zollikofen
Schlittler	Balz	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Schmid	Adrian	Regionalwerke AG Baden	Baden
Schneebeli	Heinz	PFISTERER IXOSIL AG	Altdorf
Schön	Ulrich	ABB Schweiz AG	Baden
Scholer	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Schwarz	Siegfried	Pöyry Energy AG	Zürich
Seiler	Martin	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Seitz	Thomas	Rauscher & Stoecklin AG	Sissach
Singer	Rolf	Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen	Schaffhausen
Spiller	Corsin	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Stark	Bruno	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Uznach
Stauffer	Max	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Stoffel	Rico	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Tröndle	Markus	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Volland	Stefan	Liechtensteinische Kraftwerke	Schaan
Voss	Gerd	ABB Sécheron SA	Zürich
Waldig	Lutz	IsoEst Handelsvertretung GbR	Hamburg
Walther	Peter	Energie Wasser Bern	Bern
Weber	Hans-Jürg	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weissenberg	Werner	Brugg Kabel AG	Brugg
Wenger	Hanspeter	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Wey	Hans	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Witte	Karl Heinz	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Wyss	Sascha	Siemens Schweiz AG	Zürich
Yildiz	Semih	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Zaengl	Walter		Dübendorf

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen

Schön	Ulrich	ABB Schweiz AG	Baden
Killer	Eric	ABB Sécheron AG	Baden
Boss	Pierre	ABB Sécheron SA	Genève 2
Kreuzer	Josef	ABB Sécheron SA	Genève 2
Voss	Gerd	ABB Sécheron SA	Zürich
Christen	Michael	ABB Switzerland Ltd, Micafil	Zürich
Castelli	Giovanni	AEW Energie AG	Aarau
Geyer	Harald	Agea - Kull AG	Derendingen
Prinz	Hanspeter	ALSTOM (Schweiz) AG	Baden
Schlett	Hans-Werner	ALSTOM (Schweiz) AG	Baden
Büttler	Roland	ATEL Netz AG	Olten
Kuratli	Robert	ATEL Netz AG	Olten
Gendotti	Samuele	ATEL Rete SA	Bodio
Petar	Fausto	ATEL Rete SA	Bodio
Kunz	Paul	BKW FMB Energie AG	Bern 25
Wenger	Hanspeter	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Bohler	Kurt	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Eggimann	Lukas	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Fuhr	Jitka	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG	Brugg
Weissenberg	Werner	Brugg Kabel AG	Brugg
Hug	Urs	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Lauper	Heinz	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Wey	Hans	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Scholer	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Weber	Hans-Jürg	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Büchel	Beat	EKT AG	Arbon
Mauchle	Urban	EKT AG	Arbon
Henn	Nils	Elektra Baselland Liestal	Liestal
Arnold	Walter	Elektrizitätswerk Altdorf	Altdorf
Fessler	Peter	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Hofstetter	Martin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Lehner	Markus	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Meier	Ricco	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Müller	Pascal	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Roner	Gion Duri	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Singer	Rolf	Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen	Schaffhausen
Aeschbach	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Aeschbach	Reto	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Blattmann	Armin	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Casutt	Otto	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Horner	Heinz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Marthaler	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Scherer	Franz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Dietikon
Balsiger	Jürg	Energie Wasser Bern	Bern
Walther	Peter	Energie Wasser Bern	Bern
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich

Frey	Peter	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Heizmann	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Chez-le-Bart
Knab	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
L'Eplattenier	Robert	Gasenzer AG	Hinwil
Felder	Roland	Gebrüder Meier AG	Regensdorf
Gamlin	Michael	Haefely Test AG	Basel
Bleuel	Walter	Industrielle Werke Basel	Basel
Waldig	Lutz	IsoEst Handelsvertretung GbR	Hamburg
Meier	Werner	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Leibstadt
Durot	Dominique	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Spiller	Corsin	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Stoffel	Rico	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innetkirchen
Mathis	Peter	Kraftwerke Oberhasli AG	Innetkirchen
Seiler	Martin	Kraftwerke Oberhasli AG	Innetkirchen
Büchel	Arthur	Liechtensteinische Kraftwerke	Schaan
Volland	Stefan	Liechtensteinische Kraftwerke	Schaan
Papaux	Pierre	Maxwell Technologies SA	Rossens
Savary	Etienne	Maxwell Technologies SA	Rossens
Gruber	Andreas	Micafluid AG	Schlieren
Albert	Hans-Peter	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Döttingen
Gambon	Pascal	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Gysi	Rudolf	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Hässig	Martin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Kaufmann	Walter	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Nürensdorf
Metzger	Fridolin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Laufenburg
Tröndle	Markus	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Baden
Raymann	Albert	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Uznach
Schenk	Paul	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Uznach
Stark	Bruno	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Uznach
Odelius	Helene	Nynas Naphtenics	Nynäshamn
Boss	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Schär	Thomas	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Yildiz	Semih	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Schneebeli	Heinz	PFISTERER IXOSIL AG	Altdorf
Schwarz	Siegfried	Pöry Energy AG	Zürich
Krenger	Armin	Rauscher & Stoecklin AG	Sissach
Seitz	Thomas	Rauscher & Stoecklin AG	Sissach
Schmid	Adrian	Regionalwerke AG Baden	Baden
Georgy	Bernard	Sankt Galler Stadtwerke	St. Gallen
Schletti	Walter	Schweizerische Bundesbahnen	Zollikofen
Krummen	Bernard	Service de l'électricité de la ville de Lausanne	Lausanne 9
Null	Volker	Shell Global Solutions	Hamburg
Atanasova-Höhlein	Ivanka	Siemens AG	Nürnberg
Wyss	Sascha	Siemens Schweiz AG	Zürich
Hochreiter	Erich	Siemens Transformers Austria GmbH & Co KG	Linz
Jäger	Kurt	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Jakob	Roland	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Stauffer	Max	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Huber	Christof	Stadtwerk Winterthur	Winterthur

Costa	Pino	Starkstrom-Gerätebau GmbH	Zürich
Bieri	Norbert	Swiss Steel AG	Emmenbrücke
Miletic	Dragan	Swiss Steel AG	Emmenbrücke
Gilgen	Robert	trafopower ag	Schönenwerd
Hunziker	Simon	trafopower ag	Schönenwerd
Karius	Volker	Trench Switzerland AG	Basel
Rey	Antoine	Trench Switzerland AG	Basel
Mansuy	Bruno	Trench Switzerland AG	Basel
Dreier	Lars	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Krause	Christoph	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Lange	Christian	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Pfister	Martin	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Schenk	Guido	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Schlittler	Balz	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Witte	Karl Heinz	Weidmann Electrical Technology AG	Rapperswil
Zaengl	Walter		Dübendorf

Referentenadressen

Aschwanden, Dr.	Thomas	KWO Kraftwerke Oberhasli AG Postfach CH-3862 Innertkirchen	ast@kwo.ch Tel.: +41 33 982 20 52 dir.: +41 33 982 20 82 Fax: +41 33 982 20 06
Atanasova-Höhlein, Dr.	Ivanka	Siemens AG Katzwanger Str. 150 DE-90461 Nürnberg	ivanka.hoehlein- atanasova@siemens.com Tel.: +49 911 434 23 24
Boss	Pierre	ABB Sécheron SA Case postale 2095 CH-1211 Genève 2	pierre.boss@ch.abb.com Tel.: +41 22 306 22 11 dir.: +41 22 306 23 68 Fax: +41 22 306 23 05
Hässig	Martin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG Postfach CH-5401 Baden	martin.haessig@nok.ch Tel.: +41 56 200 33 23 Fax: +41 56 200 37 92
Knab, Dr.	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen CH-4658 Däniken	knab@fkh.ch Tel.: +41 62 288 77 99 dir.: +41 62 288 77 91 Fax: +41 62 288 77 90
Köstinger	Paul	ABB Sécheron SA Case postale 2095 CH-1211 Genève 2	paul.koestinger@ ch.abb.com Tel.: +41 58 586 26 67
Krause	Christoph	Weidmann Electrical Technology AG Neue Jonastrasse 60 CH-8640 Rapperswil	christoph.krause@ weidmann-tbs.com Tel.: +41 55 221 41 05 dir.: +41 55 221 44 90 Fax: +41 55 222 83 76
Null, Dr.	Volker	Shell Global Solutions Hohe-Schar-Str. 36 DE-21107 Hamburg	volker.null@shell.com Tel.: +49 40 7565 45 24
Odelius	Helene	Nynas Naphtenics Oljeraffinaderiet SE-149 82 Nynäshamn	helene.odelius@nynas.com Tel.: +46 8 520 650 00 dir.: +46 8 520 650 36 Fax: +46 8 520 207 43
Waldig	Lutz	IsoEst Handelsvertretung GbR Beim Strohhouse 31 DE-20097 Hamburg	lutz.waldig@isoest.com Tel.: +49 40 23608585 Fax: +49 40 23608586

