

Methoden zur Feuchtebestimmung in Transformatoren im Vergleich

Methods for Moisture Determination in Comparison

Dr.-Ing. Maik Koch, Dr. Michael Krüger, Omicron Energy, Klaus, Österreich, maik.koch@omicron.at
Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, IEH, Universität Stuttgart, Deutschland

Kurzfassung

In diesem Beitrag werden die heute angewandten Verfahren zur Bestimmung von Feuchtigkeit in Transformatoren anhand von 61 Messungen an Transformatoren vorgestellt und verglichen: Titration nach Karl Fischer, kapazitive Sensoren, Gleichgewichtsverfahren und dielektrische Diagnostik. Bei den Gleichgewichtsverfahren stellt sich der althergebrachte Ansatz auf der Basis des Wassergehalts im Öl (ppm) als für diagnostische Zwecke viel zu ungenau heraus, die Ergebnisse liegen im Mittelwert etwa 50 % über denen der anderen Verfahren. Viel bessere Ergebnisse erzielt die Verwendung der relativen Feuchte im Öl (Wassersättigung). Bei den dielektrischen Diagnoseverfahren (PDC, FDS) wird die Feuchtigkeit in der Feststoffisolierung durch deren dielektrische Eigenschaften wie Verlustfaktor und Polarisationsstrom berechnet. Im Vergleich führen das Gleichgewichtsverfahren auf Basis der relativen Ölfeuchte und moderne dielektrische Diagnoseverfahren bei richtiger Anwendung zu Ergebnissen, die untereinander und auch mit entnommenen Papierproben gut übereinstimmen.

Abstract

This paper discusses and compares various methods of assessing moisture in the liquid and solid insulation of power transformers: Karl Fischer titration applied to oil and paper samples, capacitive probes, equilibrium diagrams and dielectric response methods (Polarisation and Depolarisation Currents PDC, Frequency Domain Spectroscopy FDS). The traditional method of moisture evaluation, oil sampling with subsequent Karl Fischer titration and application of an equilibrium diagram, suffers from severe errors resulting into a poor accuracy. Therefore a new type of equilibrium diagrams based on moisture saturation in the oil was developed. For dielectric response methods, the new methods PDC and FDS feature scientifically founded interpretation schemes and lead to a good agreement with the equilibrium approach based on relative saturation in oil.

1 Einführung

Wasser in Öl-Papier-Isolierungen erhält vom Fachpublikum in den letzten Jahren eine wachsende Aufmerksamkeit, da die Zahl alter und damit potentiell feuchter Isoliersysteme steigt, da neuartige Messverfahren entwickelt wurden und letztlich wegen dessen schädigender Wirkungen: herabgesetzte Isolierfähigkeit, beschleunigte Alterung und Gasblasenbildung, [1]. Für einen sicheren Betrieb und zustandsbasierte Instandhaltungsstrategien ist eine zuverlässige Bestimmung der Feuchtigkeitskonzentration unerlässlich. Heute ist eine Reihe von Verfahren zur Feuchtebestimmung im Einsatz. Den Autoren stehen aufgrund weltweiter Aktivitäten eine große Anzahl Messungen an Transformatoren zur Verfügung. Deren Auswertung soll in diesem Beitrag dokumentiert und damit die Verfahren bewertet werden.

2 Methoden zur Wasserbestimmung in Öl-Papier-Dielektrika

2.1 Karl Fischer Titration

Die Titration nach Karl Fischer repräsentiert den Stand der Technik für direkte Feuchtemessungen in den Materialien Öl und Zellulose. Ihre Ergebnisse an Papierproben stellen den Maßstab für andere Verfahren zur Feuchtebestimmung dar. Dennoch verringern ver-

schiedene Faktoren ihre Vergleichbarkeit und Genauigkeit:

- Probenentnahme und Transport zum Labor
- Probenaufbereitung und Titrationsverfahren
- Ausheiztemperatur für Zelluloseproben

Deshalb führten Blindtests an gleichem Öl und Papier zu deutlich unterschiedlichen Ergebnissen beim Vergleich verschiedener Labore [2], Abbildung 1. Wendet man also die Karl Fischer Titration an, so ist äußerste Umsicht bei Probeentnahme, Lagerung und der Kontrolle von Titrationsparametern geboten, besonders wenn sie als Maßstab für andere Methoden gelten soll.

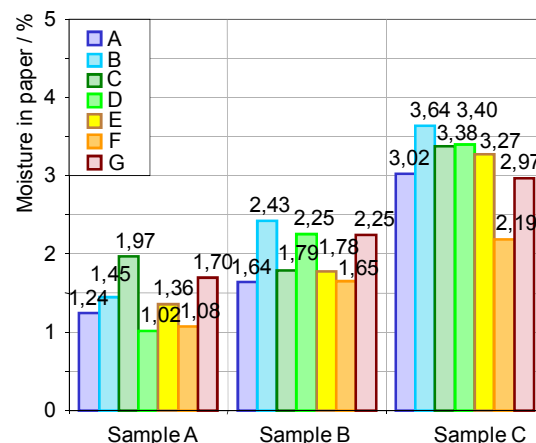


Abbildung 1: Streuende Ergebnisse eines Blindtests an drei Papierproben, analysiert von 7 Laboren (A-G)

2.2 Kapazitive Sensoren

Kapazitive Sensoren werden seit den 90'er Jahren zur Bestimmung der *relativen* Feuchtigkeit (Wassersättigung) im Öl eingesetzt. Sie bestehen aus zwei Elektroden mit einem hyroskopischen Polymer, in welchen Wassermoleküle eindringen und damit die Kapazität der Anordnung ändern. Da Wassermigration auf Unterschieden im Wasserpotential beruht [3], können diese Sensoren physikalisch bedingt nur die *relative* Feuchtigkeit oder auch *Wassersättigung* messen. Eine Kalibrierung auf die absolute Feuchtigkeit (Gewichtsfeuchte in ppm) ist zwar möglich, bleibt aber immer auf das jeweilige Öl beschränkt.

Die Vorteile der kapazitiven Sensoren liegen in einer sehr einfachen Anwendung, sie sind online-fähig, leicht kalibrierbar, messen kontinuierlich und haben eine deshalb hohe Genauigkeit verglichen mit den Unwägbarkeiten von Probenentnahme, Transport und Probenhandhabung die mit der Karl Fischer Titration verbunden sind.

Gelegentlich wurden Diskrepanzen zwischen der Titration nach Karl Fischer und kapazitiven Sensoren diskutiert. Allerdings machen die unterschiedlichen Messprinzipien (chemische Reaktion gegenüber Wasseradsorption) einen direkten Vergleich unmöglich. Dessen Voraussetzung ist es, ein Prinzip auf das andere zu kalibrieren, [3].

2.3 Gleichgewichtsverfahren

Sehr häufig wird der Wassergehalt im Papier (%) aus dem Wassergehalt im Öl (ppm) abgeleitet. Hier gehen Anwender in drei Schritten vor: (1) Probenentnahme unter Betriebsbedingungen und Transport zum Labor, (2) Wassermessung durch Karl Fischer Titration und (3) Ableitung des Wassergehalts im Papier aus dem im Öl mittels Gleichgewichtsdiagrammen, wie sie z.B. durch die umfangreichen Arbeiten von T.V. Oommen entwickelt wurden, [4].

Allerdings ist dieses Vorgehen von einer Reihe zufälliger und systematischer Fehler beeinflusst:

- Probenentnahme, Transport und Handhabung im Labor
- Gleichgewichtsbedingungen sind bei Umgebungstemperatur erst nach langer Zeit und darunter gar nicht erfüllt.
- Der Bereich geringer Feuchtigkeit ist mit einer hohen Unsicherheit behaftet.
- Alterung erhöht die Wasseraufnahmefähigkeit des Öls. Damit verschiebt sich das Gleichgewicht in Richtung Öl, wie in Abbildung 2 dargestellt. Diagramme aus der Literatur sind nur für den Neuzustand gültig, für gealterte Transformatoren führen sie zu einer Überbewertung der Wasserkonzentration.

Völlig unzureichende Ergebnisse liefert diese Methode zur Zustandsbestimmung als Basis nachfolgender Instandhaltungsmaßnahmen.

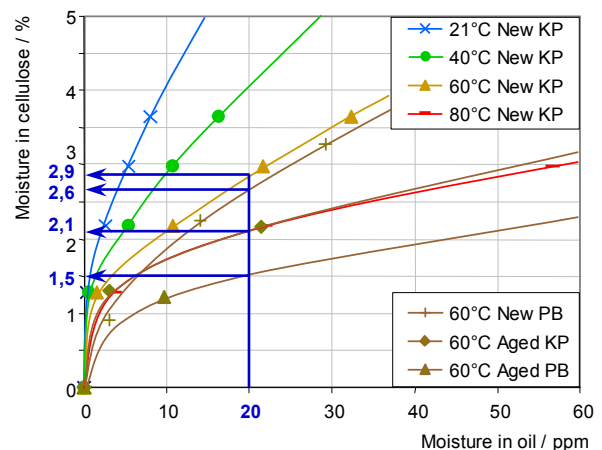


Abbildung 2: Gleichgewichtsdiagramme für die Wasserverteilung zwischen Öl und Zellulose. Die gleiche Ölfeuchte führt abhängig von der Ölalterung zu Papierfeuchten von 1,5-2,9 %.

Ein neuer Ansatz für Gleichgewichtsdiagramme verwendet die *Wassersättigung* im Öl statt des *Wassergehalts*. Als wesentliche Vorteile bleibt die Ölalterung nun ohne Einfluss, die Messung ist online und onsite möglich [3]. Abbildung 3 stellt ein solches Gleichgewichtsdiagramm dar und klassifiziert auch Isoliersysteme entsprechend der IEC 60422.

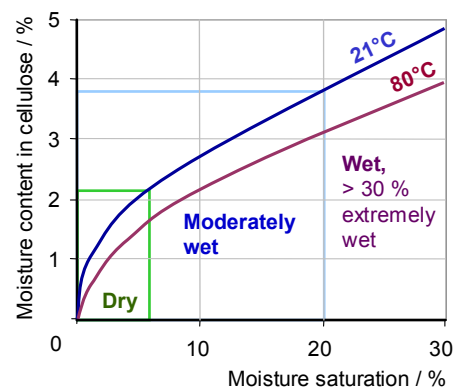


Abbildung 3: Gleichgewichtsdiagramm auf Basis der Wassersättigung im Öl mit Grenzen nach IEC 60422

2.4 Dielektrische Diagnosemethoden

Das Fachpublikum begrüßte dielektrische Diagnosemethoden, da sie eine höhere Genauigkeit als die damals übliche Gleichgewichtsmethode basierend auf dem Wassergehalt im Öl (ppm) versprochen. Für die zuerst kommerzialisierte Wiederkehrspannungsmethode (RVM) wurde jedoch bald offenbar, dass sie zu stark von der Ölleitfähigkeit beeinträchtigt wurde. Als viel zuverlässiger erwiesen sich die neueren Ansätze der Polarisationsstrommessung (Polarisation / Depolarisation Currents PDC) und der dielektrischen Spektroskopie (Frequency Domain Spectroscopy FDS). Beim Zeitbereichsverfahren PDC werden die Polarisations- und Depolarisationsströme über eine Zeit von typischerweise 1-10000 s aufgezeichnet und entsprechend Abbildung 4 interpretiert.

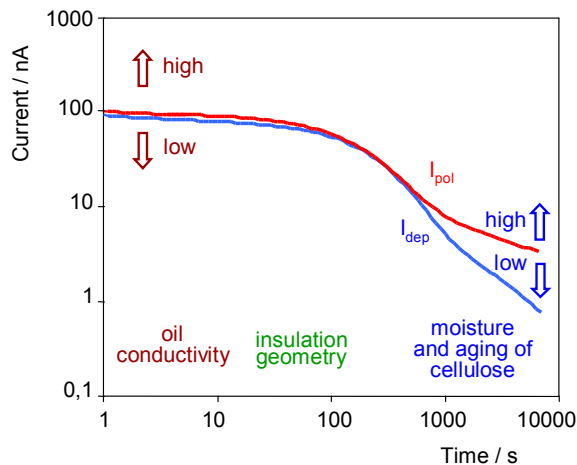


Abbildung 4: Interpretation des PDC-Verfahrens

Bei der dielektrischen Spektroskopie im Frequenzbereich werden Kapazität und Verlustfaktor über einen sehr weiten Frequenzbereich von typisch 1000 Hz-0,1 mHz gemessen und entsprechend Abbildung 5 interpretiert.

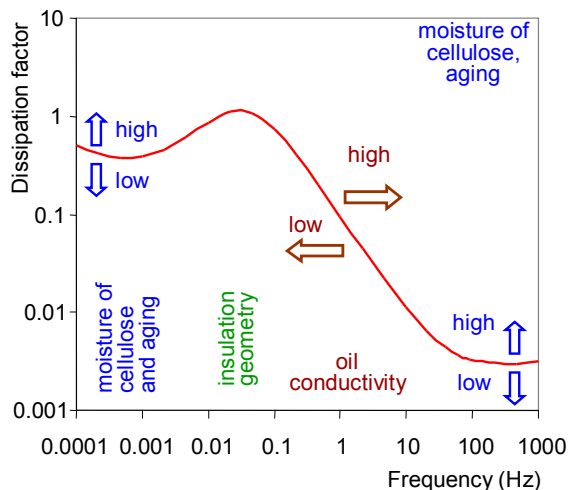


Abbildung 5: Interpretation der dielektrischen Eigenschaften eines Transformators im Frequenzbereich

Aufgrund des weiten Zeit- und Frequenzbereichs ermöglichen beide Verfahren, zwischen dem Zustand des Öls und dem der Feststoffisolation zu unterscheiden. Entsprechende Software kompensiert auch den Einfluss der Isolationsgeometrie und der Temperatur, im besonderen Fall auch den von leitfähigen Alterungsprodukten.

Um die Vorteile der Messungen im Zeit- und Frequenzbereich zu vereinen, misst ein neues Verfahren einen Teil der dielektrischen Antwort im Frequenzbereich und einen anderen Teil im Zeitbereich, [2]. Die Zeitbereichsdaten werden dann zur weiteren Analyse in den Frequenzbereich transformiert. Der wesentliche Vorteil besteht in der Zeiteinsparung von bis zu 75 % gegenüber einer reinen Frequenzbereichsmessung, Abbildung 6.

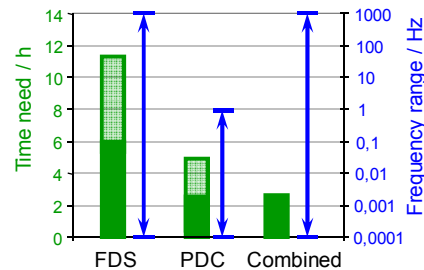


Abbildung 6: Dauer einer Messung und ermittelter Frequenzbereich für die verschiedenen Verfahren

3 Vergleich der Methoden

3.1 Feuchtigkeit und Alter

Die Feuchtigkeitskonzentration in der Papierisolation wurde für insgesamt 61 Transformatoren bestimmt, die weltweit in Umspann- und Kraftwerken im Betrieb sind. Einige der Transformatoren wurden z.B. während Trocknungsverfahren mehrmals gemessen. Abbildung 7 zeigt den Wassergehalt über dem Alter der Transformatoren für alle unterschiedlichen Messverfahren. Tabelle 1 erklärt die in der Abbildung verwendeten Abkürzungen.

Tabelle 1: Messverfahren zur Wasserbestimmung

Abk.	Methode	Ausführung
D1.0	Dielektrische Spektroskopie	Omicron Dirana SW 1.0
M1.5	Dielektrische Spektroskopie	Programma IDA 200, SW MODS 1.5
R3.0	Rückkehrspannung	Haefely RVM5462, SW 3.0
P3.0	Polarisations- und Depol.-ströme	Alff PDC Analyzer, SW 3.0
WCO	Wassergehalt im Öl	Gleichgewichtsdiagramm nach [4]
WSO	Wassersättigung im Öl	Gleichgewichtsdiagramm nach [3]
KFT	Papierprobe	Titration nach [7]

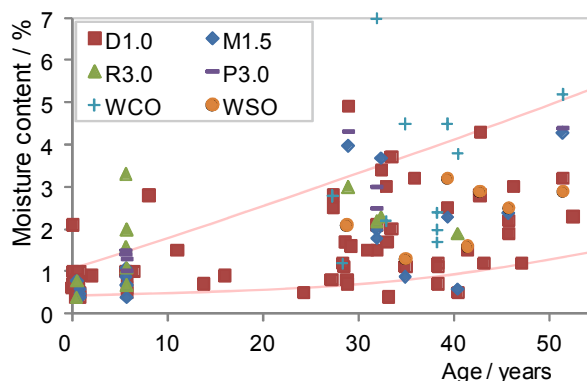


Abbildung 7: Wassergehalt in der Zellulose-Isolation für Transformatoren verschiedenen Alters

Entsprechend Abbildung 7 beträgt der Wassergehalt in der Feststoffisolation für neue Transformatoren 0,4-0,9 %. Hier spielt die Qualität des Fertigungsprozesses

eine große Rolle. Im Laufe der Lebensdauer steigt der Wassergehalt an, so dass nach 30 Jahre Betriebsdauer etwa 2 % typisch sind. Dennoch sind die Ergebnisse stark gestreut. Die älteren Transformatoren mit dennoch sehr geringem Wassergehalt in Abbildung 7 wurden entweder getrocknet, waren als Reserveeinheiten nie im Betrieb oder in einem Kraftwerk nur geringen Temperaturschwankungen (und damit geringer Atmung) ausgesetzt. Einige kleinere Verteiltransformatoren enthält das Diagramm ebenfalls, hier ist der Wassergehalt besonders groß mit z.B. nahe 5 %.

3.2 Dielektrische Spektroskopie

Beim Vergleich der dielektrischen Verfahren soll dielektrische Spektroskopie im Frequenzbereich im Mittelpunkt stehen. Die Recovery Voltage Methode RVM mit ihrem "Polarisationsspektrum" hängt zu stark von der Ölleitfähigkeit ab und kann deshalb den Wassergehalt im Feststoff nicht zuverlässig analysieren, wie eine Reihe von Untersuchungen bewiesen haben, [5], [6]. Die Messung Polarisationsströme mit Interpretation im Zeitbereich (PDC) wird heute praktisch nur selten eingesetzt.

Abbildung 8 vergleicht die mit zwei Analysesoftware für dielektrische Spektroskopie berechneten Wassergehalte (Omicron Dirana 1.0 und Programma Mods 1.5). Hier ist die Isolationstemperatur auf der X-Achse aufgetragen. Im Allgemeinen stimmen die Ergebnisse beider Verfahren überein. Bei höherer Feuchte liegt der Wassergehalt der Software M1.5 geringfügig unter dem Ergebnis der Software D1.0 (etwa 0,2 %), bei trockenen Transformatoren sind die Verhältnisse umgekehrt. Eine bemerkenswerte Differenz tritt nur bei der Analyse von stark gealterten Transformatoren auf, da die Software D1.0 im Gegensatz zur Software M1.5 eine Kompensation für leitfähige Alterungsprodukte aufweist, [3].

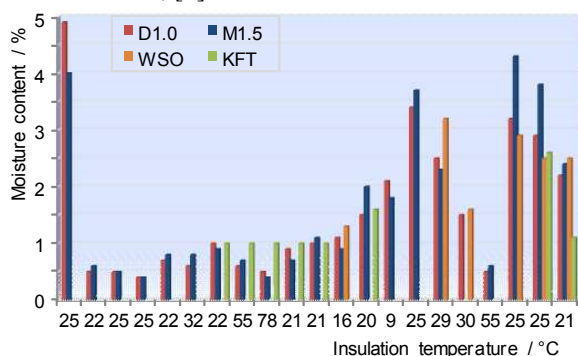


Abbildung 8: Wassergehalt im Papier/Pressboard, ermittelt mit dielektrischer Spektroskopie

3.3 Gleichgewichtsverfahren

Abbildung 9 vergleicht die Ergebnisse der Gleichgewichtsverfahren untereinander und mit denen der dielektrischen Diagnostik. Offensichtlich ermittelt das konventionelle Ölprobenverfahren mit dem Gleichge-

wichtsdiagramm nach [4] wesentlich höhere Wassergehalte im Papier/Pressboard als die anderen Verfahren. Ursache ist die Alterung des Öls, die die Anwendung von Diagrammen aus der Literatur (entwickelt für neues Öl und Papier) unmöglich macht.

Wesentlich bessere Ergebnisse werden mittels der Wassersättigung im Öl und entsprechenden Diagrammen erzielt. Hier bleibt die Alterung des Öls ohne Einfluss, die Übereinstimmung mit der dielektrischen Spektroskopie ist gut.

Generell stimmen die Ergebnisse der Gleichgewichtsverfahren je besser mit der dielektrischen Diagnostik überein, je höher die Temperatur ist. Da bei höheren Temperaturen die Diffusionsvorgänge viel schneller ablaufen, wird das Feuchtigkeitsgleichgewicht erst hier wirklich erreicht. Bei niedrigen Temperaturen überschätzt auch das Gleichgewichtsdiagramm auf Basis der Wassersättigung die Feuchtigkeit im Feststoff, die Ausgleichsvorgänge benötigen dann eine lange Zeit (z.B. bei 14°C in Abbildung 9).

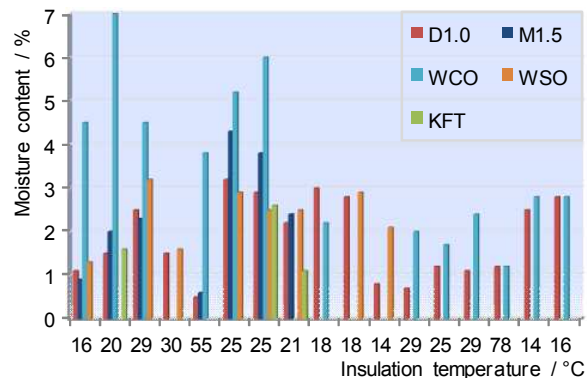


Abbildung 9: Wassergehalt im Papier / Pressboard, ermittelt aus der Feuchtigkeit im Öl

Abbildung 10 verdeutlicht die prinzipiellen Unterschiede zwischen den Verfahren, indem sie die relative Abweichung des jeweiligen Verfahrens vom Mittelwert aller Verfahren darstellt. Leider ist diese Darstellung aufgrund der teilweise geringen Datendichte nur als Trend zu verstehen. Dennoch wird klar, dass das Gleichgewichtsverfahren aufgrund des Wassergehalts im Öl deutlich höhere Feuchten diagnostiziert als die anderen Verfahren. Dagegen liegt die dielektrische Spektroskopie recht nahe an den Ergebnissen der Papierproben.

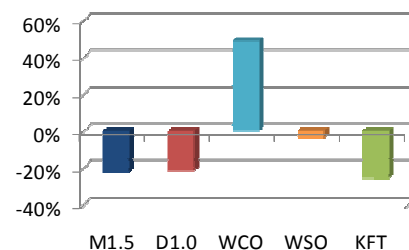


Abbildung 10: Relative Abweichung zwischen den Verfahren

3.4 Einfluss der Temperatur

Der Wassergehalt in der Feststoffisolierung ist nicht temperaturabhängig, deshalb sollten Verfahren zur Bestimmung der Feuchtigkeit in der Lage sein, die Einflussgröße "Temperatur" zu kompensieren. Abbildung 11 stellt den ermittelten Wassergehalt in Abhängigkeit der Temperatur dar. Bemerkenswert ist, dass hohe Betriebstemperaturen auch mit einer geringen Feuchtigkeit einhergehen und umgekehrt. Für die Gleichgewichtsverfahren besteht eine einfache Erklärung: Bei niedriger Temperatur ($< 20^{\circ}\text{C}$) existiert kein Gleichgewicht, das Öl ist zu feucht und verursacht eine Überbewertung des Wassergehalts in der Zellulose. Für die dielektrischen Verfahren scheint die Temperaturkompensation nicht vollständig wirksam zu sein, wie auch schon in [6] berichtet wurde.

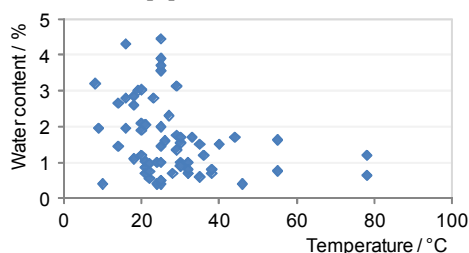


Abbildung 11: Wassergehalt und Isolationstemperatur

4 Fallstudien

4.1 Fabrikneue Transformatoren

Mit der Bekanntheit der schädlichen Wirkungen der Feuchtigkeit und der Genauigkeit neuer Messverfahren fordern mehr und mehr Kunden, dass die Hersteller einen trockenen Zustand des Isoliersystems nachweisen. Hierfür eignet sich die dielektrische Spektroskopie besonders gut, da für neue Isoliersysteme noch kein Feuchte-Gleichgewicht vorausgesetzt werden kann. Abbildung 12 zeigt den Verlustfaktor über der Frequenz für zwei fabrikneue Transformatoren. Das Isoliersystem im Transformator A weist wesentlich geringere Verluste auf als Transformator B, deshalb könnte man auf den ersten Blick von einer besseren Trocknung ausgehen. Tatsächlich aber sind die Verluste für Transformator B bei niedrigen Frequenzen ($< 1\text{ mHz}$) sehr gering. Gerade dieser Bereich spiegelt die Feuchtigkeit in der Zellulose wieder (Abbildung 5). Mittels automatischer Analysesoftware wurde der Wassergehalt beider Transformatoren mit 0,4 % bestimmt, was sehr trocken ist. Die Unterschiede im Verlauf des Verlustfaktors entstehen nicht durch den Wassergehalt, sondern durch die Ölleitfähigkeit. Im Transformator A wurde sehr hochwertiges Öl mit einer Leitfähigkeit von 0.05 pS/m verwendet, während die des Öls im Transformators B mit 0.94 pS/m etwa 20-fach höher ist. Das Beispiel illustriert, wie wichtig gerade bei trockenen Transformatoren die Messung der tiefen Frequenzen ist.

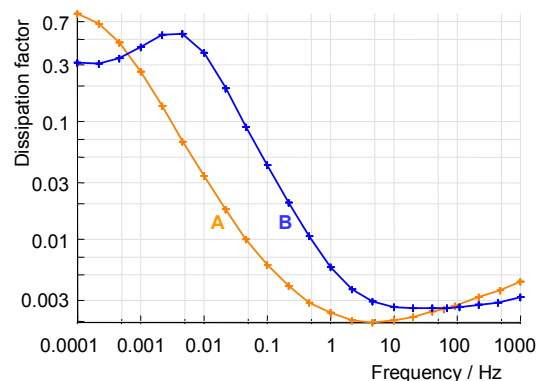


Abbildung 12: Verlustfaktor über der Frequenz für zwei neue Transformatoren bei $25/23^{\circ}\text{C}$

4.2 Wirkung einer Ölaufbereitung

Bei einem 480 MVA, 230 kV Maschinentransformator wurde das Öl mit 50°C und Unterdruck getrocknet. Abbildung 13 zeigt dessen Verlustfaktor über der Frequenz vor und nach der Ölaufbereitung bei ähnlichen Temperaturen ($33/26^{\circ}\text{C}$). Die Analyse der dielektrischen Antwort bewies eine deutliche Verringerung der Ölleitfähigkeit ($11 / 2,6\text{ pS/m}$), allerdings blieb der Wassergehalt ähnlich mit 1,8 bzw. 1,7 %. Die hydrophile Zellulose bindet etwa 200-mal mehr Wasser im Transformator als das hydrokroskopische Mineralöl. Eine Öltrocknung trägt nicht zur Verbesserung der Wasserkontamination eines Öl-Papier-Systems bei, dazu muss das Papier behandelt werden.

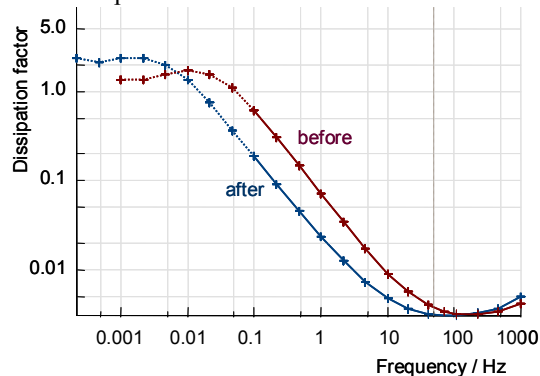


Abbildung 13: Dielektrische Antwort eines Maschinentransformators vor und nach der Öltrocknung

4.3 On-Line Trocknung

Ein Dreiwicklungstransformator mit 150 MVA wurde durch Ölumlauf für eine Dauer von 1,5 Jahren getrocknet. Hier wurden drei Verfahren zur Feuchtebestimmung angewendet: Dielektrische Spektroskopie [6], das Gleichgewichtsverfahren auf Basis des Wassergehalts im Öl [4] und auf Basis der Wassersättigung im Öl [3]. In Abbildung 14 ist der Wassergehalt im Papier/Pressboard vor (links) und nach der On-Line-Trocknung (rechts) dargestellt. Die dielektrische Spektroskopie ermittelte einen Wassergehalt von 2,5 % für die Isolierung zwischen Hoch- und Nieders-

pannungswicklung und 3,8 % für die zwischen Niederspannungs- und Tertiärwicklung. Der höhere Wassergehalt in dieser Isolierung kann mit den Betriebsbedingungen des Transformator erklärt werden: Die Tertiärwicklung diente nur als Ausgleichswicklung, war deshalb vergleichsweise kalt und sammelte Feuchtigkeit an. Die dielektrische Spektroskopie kann also zu einer elementaren Lokalisierung feuchter Zonen dienen.

Die Gleichgewichtsverfahren indizieren demgegenüber nur einen Mittelwert aller Zellulosestrukturen. Der entsprechende Wassergehalt auf Basis der Wassersättigung im Öl ermittelte 3,0 %, was dem Mittelwert der dielektrischen Spektroskopie entspricht. Die Anwendung eines konventionellen Gleichgewichtsdiagramms auf Basis des Wassergehalts im Öl resultiert jedoch in einen sehr hohen Wassergehalt in der Zellulose von 4.4 %. Eine solche Überschätzung ist typisch aufgrund der Ölalterung, die die Anwendung von Diagrammen aus der Literatur unmöglich macht.

Durch die 1,5-jährige Online-Öltrocknung wurde der Wassergehalt um 1,2 % verringert (Abbildung 14, rechts) und damit die Lebenserwartung der Feststoffisolierung um etwa 15 Jahre verlängert.

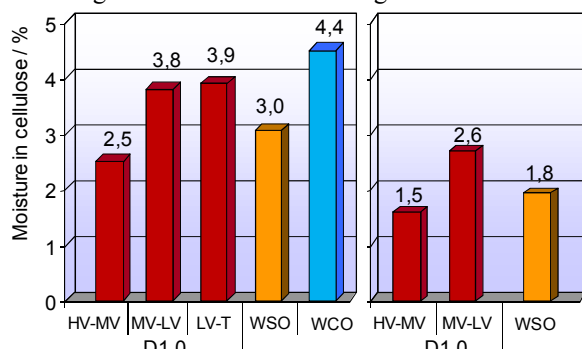


Abbildung 14: Wassergehalt im Papier/Pressboard vor (links) und nach der On-Line-Trocknung (rechts)

4.4 Wirkung leitfähiger Alterungsprodukte

Ein stark gealterter 30 MVA-Transformator aus dem Jahr 1950 wurde verschrottet, was die Möglichkeit zur Entnahme von Papierproben bot. Abbildung 15 vergleicht die Ergebnisse der Wasserbestimmung. Die Papierproben hatten einen Wassergehalt von 2,6 %. Dielektrische Verfahren ohne Kompensation der leitfähigen Alterungsprodukte ermittelten 3,8 bzw. 4,0 %, während die Analyse mit Kompensation 2,9 % ermittelte [3]. Leitfähige Alterungsprodukte sind z.B. im Öl verteilter Ruß und Säuren. Ähnlich wie Wasser erhöhen sie die Verluste und die Polarisation im Dielektrikum. Ohne entsprechende Kompensation kann der Wassergehalt in gealterten Isoliersystemen überschätzt werden.

Bei den Gleichgewichtsverfahren führte das konventionelle Diagramm auf Basis des Wassergehalts im Öl zu einem Wassergehalt im Papier von 6,0 % und damit

zu einer deutlichen Überschätzung. Demgegenüber ermittelt der neue Ansatz auf Basis der Wassersättigung im Öl 2,5 %, was gut mit den Papierproben und der dielektrischen Spektroskopie nach [3] übereinstimmt.

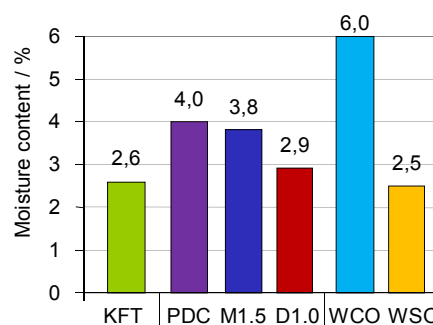


Abbildung 15: Wassergehalt im Feststoff eines stark gealterten Transformators

5 Literatur

- [1] V. Sokolov et al.: "Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation Systems" Cigré Working Group A2.30, Technical Brochure 359, Paris 2008
- [2] M. Koch, S. Tenbohlen, J. Blennow, I. Hoehlein: "Reliability and Improvements of Water Titration by the Karl Fischer Technique" Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007
- [3] M. Koch: "Reliable Moisture Determination in Power Transformers", Dissertation, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, Sierke Verlag Göttingen, Germany, 2008
- [4] T. V. Oommen: "Moisture Equilibrium in Paper-Oil Systems", Proc. of the Electrical/Electronics Insulation Conference, Chicago, pp.162-166, October 3-6, 1983
- [5] S. M. Gubanski, et al.: "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers" CIGRÉ Task Force 15.01.09, Technical Brochure 254, Paris, 2004
- [6] M. Koch, S. Tenbohlen, M. Krüger, A. Kraetge: "A Comparative Test and Consequent Improvements on Dielectric Response Methods" Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007
- [7] M. Koch, S. Tenbohlen, J. Blennow, I. Hoehlein: "Reliability and Improvements of Water Titration by the Karl Fischer Technique" Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007

OMICRON ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt. Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.

Kunden in mehr als 140 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Niederlassungen in Europa, Nordamerika, Südostasien, Australien und im Nahen Osten, ein weltumspannendes Netz von Vertriebspartnern sowie etablierte Plattformen für den internationalen Erfahrungsaustausch stellen sicher, dass das breite und tiefe Anwendungswissen und der erstklassige Kundenservice allen Anwendern zur Verfügung steht.

Europa, Naher Osten, Afrika
OMICRON electronics GmbH
Oberes Ried 1
6833 Klaus, Austria
Tel.: +43 5523 507-0
Fax: +43 5523 507-999
info@omicron.at

Nord- und Lateinamerika
OMICRON electronics Corp. USA
12 Greenway Plaza, Suite 1510
Houston, TX 77046, USA
Tel.: +1 713 830-4660
+1 800-OMICRON
Fax: +1 713 830-4661
info@omicronusa.com

Asien, Pazifischer Raum
OMICRON electronics Asia Limited
Suite 2006, 20/F, Tower 2
The Gateway, Harbour City
Kowloon, Hong Kong S.A.R.
Tel.: +852 3767 5500
Fax: +852 3767 5400
info@asia.omicron.at