

# Wasser in Leistungstransformatoren - Richtig messen und den Zustand beurteilen

Maik Koch, Dipl.-Ing.

Stefan Tenbohlen, Prof. Dr.-Ing.

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart

## 1 Einführung

Wasser in Öl-Papier-isolierten Leistungstransformatoren entwickelt sich zu einem häufig diskutierten und für die Betreiber sehr wichtigen Thema. Wasser ist ein Alterungsprodukt und spaltet die Zelluloseketten der Feststoffisolierung weiter hydrolytisch auf. Dadurch kann die Kraftwirkung äußerer Kurzschlussströme bei gesunkener mechanischer Festigkeit zum inneren dielektrischen Fehler führen. Dieser zieht den Totalausfall des Transformators als teuerstem Betriebsmittel in der Energieübertragungskette nach sich. Weitere Schadenswirkungen von Wasser sind begünstigte Teilentladungen, Bläschenbildung (Bubbling) und eine verringerte Durchschlagsspannung des Isolieröls.

## 2 Der Bubble-Effekt und das Risiko eines dielektrischen Fehlers

Die dielektrische Festigkeit von Isolierflüssigkeiten leitet sich von ihrer gegenüber Gasen ungemein höheren Dichte ab. Ein Durchschlag beginnt oft mit einer Blase, also einem mikroskopisch kleinen Bereich großer Teilchenabstände. Dort können Ionen oder Elektronen die nötige Ionisierungsenergie zur Lawinenbildung aufbringen.

Wird eine feuchte Öl-Papier-Isolierung erwärmt, so können Gasbläschen entstehen, welche die elektrische Festigkeit entscheidend herabsetzen. Für diesen „Bubble-Effekt“ wurden der Einfluss von Papierfeuchte, Ölqualität, Papierqualität und des Alterungszustands auf die Blasenbildung systematisch untersucht.

### 2.1 Voraussetzungen und Entwicklung einer Gasblase

Isolierpapier besteht aus einem Verbund von Zellulosefasern. Zellulosemoleküle bilden Mikrokapillare, in denen sich Gasreste und in feuchtem Zustand Wasser befinden. Ist der Wassergehalt gering, so werden die Moleküle durch Chemisorption relativ fest gebunden. Bei höherem Wassergehalt (ab etwa 1-2 % Gewichtsfeuchte) halten nur relativ schwache Van-der-Waals- und Kapillarkräfte das Wasser im Zelluloseverbund. Dieses Wasser steht zur Blasenbildung zur Verfügung (Abbildung 1).

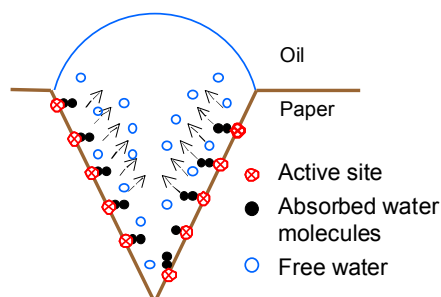


Abbildung 1: Blasenbildung in einer Pore

Die sichtbare Blase entsteht aus einem Blasenkeim. Das kann ein Gasrest in einer Vertiefung, an einem Partikel oder eine Mikroblase sein. Bei steigender Temperatur diffundieren Gase und Wasser ständig in den Blasenkeim. Das Volumen der Blase steigt. Eine stabile Blase entsteht, wenn die Kapillarkraft durch einen hohen Innendruck überwunden werden kann. Dazu muss sich die Temperatur sehr schnell erhöhen, so dass freies Wasser in einem kurzen Zeitraum verdampft. Nur bei schnellem Verdampfen des freien Wassers kann sich die Blase aus der Kapillare lösen, da das Volumen von Wasserdampf bei gleicher Molzahl etwa 1700 mal größer ist als das der flüssigen Phase (Abbildung 2).

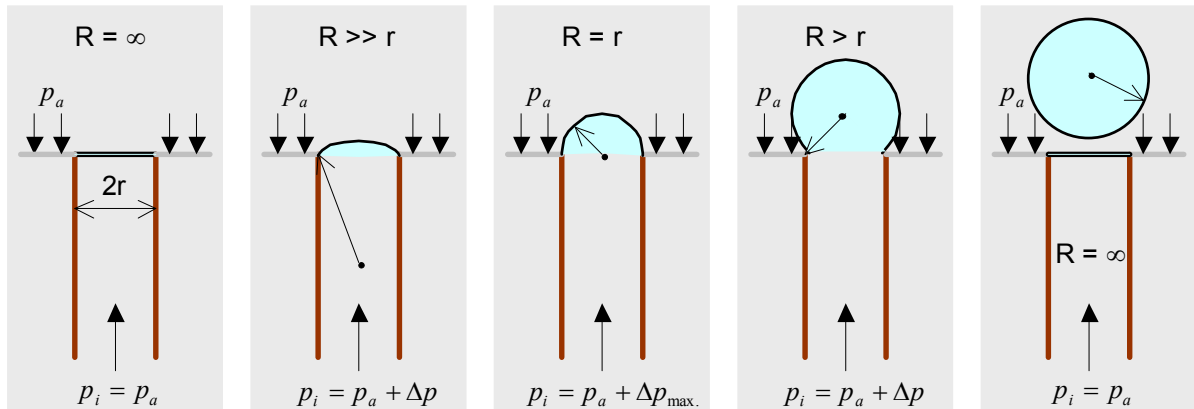


Abbildung 2: Blasenentwicklung aus einer Mikrokapillare

Die Temperatur, bei der die Blasenbildung einsetzt, hängt von folgenden Parametern ab:

- Verfügbares freies Wasser in der Zellulose
- Mikrostruktur der Zellulose (Öffnung der Kapillaren und Poren), alterungsabhängig
- Gasreste in der Zellulose, abhängig u.a. vom Imprägnieren mit Isolieröl
- Oberflächenspannung des Öls und damit Ölalterung
- Gradient der Temperaturerhöhung

## 2.2 Versuchsaufbau

In einem vakuumdichten Duran-Gefäß befindet sich ein elektrisch beheizter Stab umwickelt mit mehreren Lagen Isolierpapier (Abbildung 3). Vor und während des Befüllens mit Isolieröl herrscht im Behälter ein Unterdruck von etwa 20-40 mBar. Optoelektronische Sensoren messen die Temperatur an der Rohroberfläche und auf der Papieroberfläche. Ein Stelltransformator steuert die Heizleistung und damit die Temperatur. Um den Öldruck am Hot Spot eines Leistungstransformators nachzubilden, bildet ein Schlauch eine Ölsäule von 1,5 m. Eine digitaler Camcorder dokumentierte Einsetztemperatur und Verlauf der Blasenbildung.

An folgenden Materialien wurde die Einsetztemperatur der Blasenbildung gemessen: Neues Kraft-Papier, thermisch stabilisiertes Papier, thermisch gealtertes Papier, neues Öl Nynas Nitro 3000 und betriebsgealtertes Shell K 6 SX aus dem Jahr 1965 mit einer Neutralisationszahl von 0,5 mg KOH/g Öl.

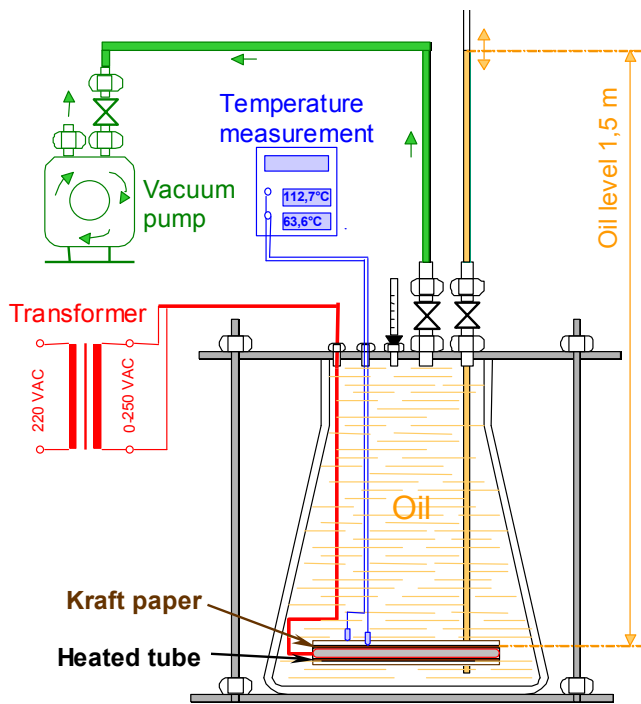


Abbildung 3: Versuchsaufbau für den Bubble-Effekt

### 2.3 Ablauf der Blasenentwicklung

Abbildung 4 zeigt den zeitlichen Verlauf der Blasenbildung für ein neues Kraft Papier mit einer Gewichtsfeuchte von 1 %. Bei einer Temperatur von 172°C auf der Rohroberfläche entstehen Blasen, die im Öl aufsteigen. Nach einer Minute und bei einer Temperatur von 177°C gibt es keine Blasen mehr. Die thermische Energie verdampfte das verfügbare freie Wasser und trocknete somit das Isolierpapier.

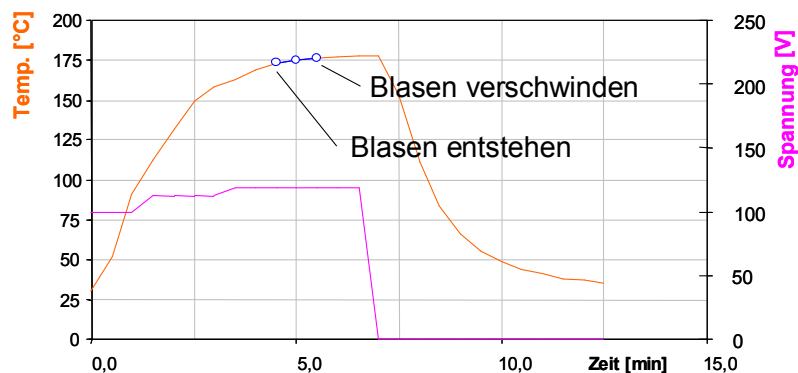


Abbildung 4: Zeitlicher Verlauf der Blasenentwicklung in Neuöl bei einer Feuchte von 1 % im Kraft Papier

Abbildung 5 stellt die Blasenbildung bei einer Gewichtsfeuchte von 4 % im Kraft Papier dar. Hier kann die Erwärmung das Papier nicht trocknen. Steigt die Temperatur ein zweites mal an, so treten wieder Blasen auf, allerdings bei geringfügig höherer Temperatur gegenüber der ersten Erwärmung.

Daneben zeigt Abbildung 5 die gute Reproduzierbarkeit der Ergebnisse. Bei einer zweiten Versuchsreihe traten gleiche Einsetztemperatur und gleiches Verhalten nach erstmaliger Erwärmung auf. Voraussetzung ist allerdings ein plötzlicher Temperaturanstieg.

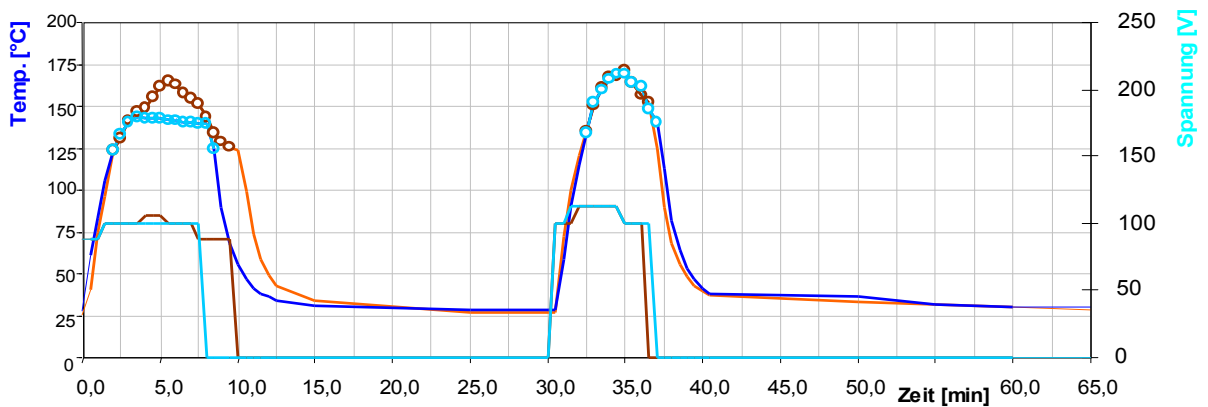


Abbildung 5: Wiederholte Blasenbildung im Neuöl bei Kraft Papier mit einer Feuchte von 4 %

## 2.4 Einsetztemperatur bei verschiedenen Einflussgrößen

Der Wassergehalt in der Zellulose ist ein wesentlicher Einflussfaktor für die Temperatur, bei der sich die Blasen entwickeln. Abbildung 6 zeigt die Einsetztemperatur in neuem Nynas Nitro 3000 bei neuem Kraft Papier, thermisch stabilisiertem Isolierpapier und thermisch gealtertem Kraft Papier.

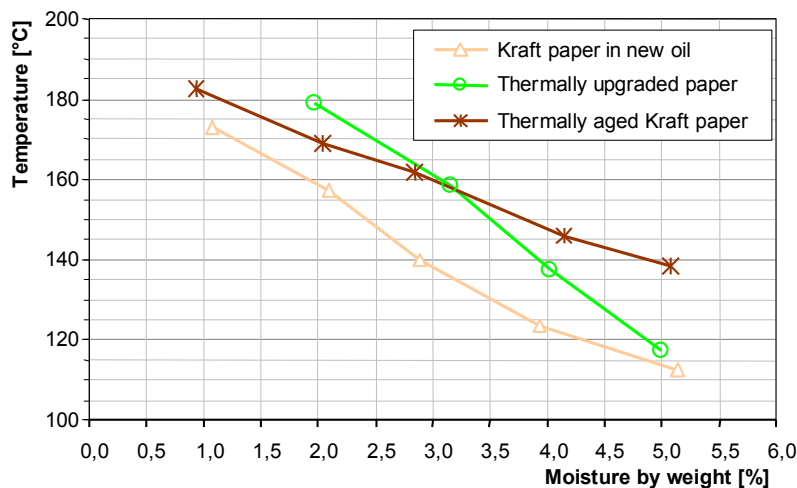


Abbildung 6: Einsetztemperatur bei neuem Kraft Paper, thermisch stabilisiertem Papier und thermisch gealtertem Kraft Paper in neuem Nynas Nitro 3000

Die niedrigste Einsetztemperatur weist neues Kraft Papier auf. Für thermisch stabilisiertes Papier beginnt der Effekt erst bei wesentlich höheren Temperaturen, was mit dessen Mikrostruktur erklärt werden kann. Verschiedene Füllstoffe sollen das Papier gegen Alterung beständiger machen und verringern das Poren- und Kapillarvolumen. Damit ist die Kapillarkraft größer, die Blasen werden also erst bei einer höheren Temperatur ausgetrieben.

Erstaunlicher Weise liegt auch die Einsetztemperatur für thermisch gealtertes Kraft Papier höher als bei neuem Kraft Papier. Der in der Papierindustrie bekannte Effekt „Verhornung“ erklärt dieses Phänomen. Altert Papier bei erhöhter Temperatur, so sättigen sich die OH-Gruppen der Zelluloseketten gegenseitig ab. Die dadurch verbundenen Mikrofibrillen der getrockneten Zellulose sprechen nicht alle beim Wiederanfeuchten auf das Wasser an [1]. Die Zahl, der Durchmesser und das Volumen der Poren gehen stark zurück, was zu stärkeren Kapillarkräften und damit einer höheren Einsetztemperatur beim Bubble-Effekt führt (Abbildung 7).

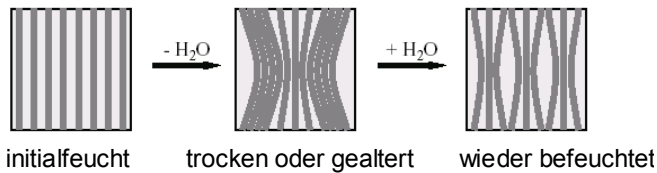


Abbildung 7 Modell zur Verhornung von Mikrofibrillen während der Papiertrocknung

Zur Blasenbildung ist Wasser nötig, das Verdampfen kann. Chemisch gebundenes Wasser kann nur bei erheblicher Energiezufuhr gelöst werden. Deshalb ist am Bubble-Effekt das verfügbare aktive Wasser entscheidend, repräsentiert durch die relative Feuchte in der Zellulose. Abbildung 8 zeigt die Einsetztemperatur des Bubble-Effekts abhängig von der Feuchte relativ zur Sättigungfeuchte.

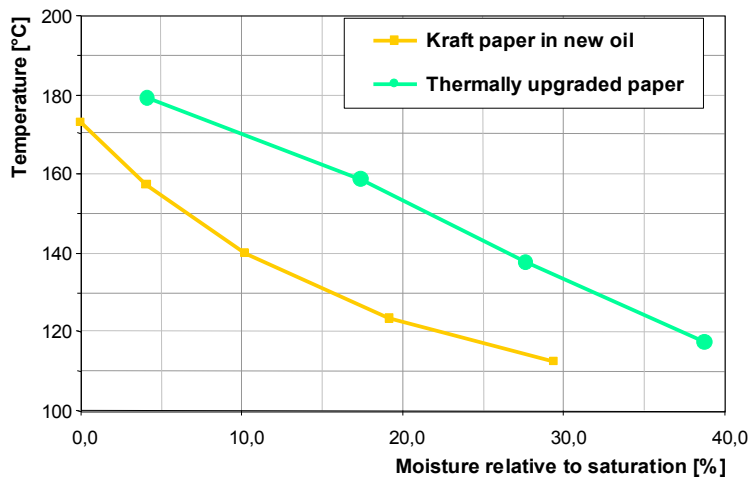


Abbildung 8: Einsetztemperatur abhängig von der relativen Feuchte in der Zellulose

Neben der Zellulose und deren Alterung hat das Öl einen entscheidenden Einfluss auf die Einsetztemperatur. Gealtertes Öl enthält oberflächenaktive Substanzen, welche die Oberflächenspannung verringern. So können sich die Bläschen leichter bilden.

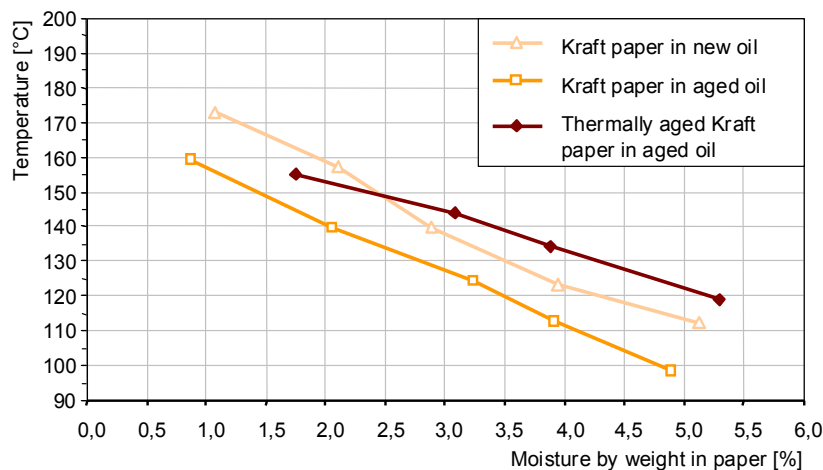


Abbildung 9: Einsetztemperatur für neues Kraft Papier in neuem Öl, neues Kraft Papier in gealtertem Öl und thermisch gealtertes Kraft Papier in betriebsgealtertem Öl

Abbildung 9 stellt die Einsetztemperatur der Blasenbildung bei verschiedenen Ölen dar. Das betriebsgealterte Öl Shell Diala K 6 SX aus dem Jahr 1965 mit einer Neutralisationszahl von 0,5 mg KOH/g Öl verringert die Einsetztemperatur wesentlich. Wird jedoch thermisch gealter-

tes Papier in Kombination mit betriebsgealtertem Öl eingesetzt, so liegt die Einsetztemperatur wieder im Bereich neuen Öls und neuen Kraft Papiers. Die Verhornung der Zelluloseketten hebt beim Bubble-Effekt die Einsetztemperatur an, obwohl sie in anderer Hinsicht wegen der verminderten Flexibilität der Fasern unerwünscht ist.

## 2.5 Risiko eines dielektrischen Fehlers durch den Bubble-Effekt

Der Bubble-Effekt scheint ein enormes Risiko für den Betrieb feuchter Leistungstransformatoren darzustellen. Tatsächlich schränken folgende Punkte das Risiko ein:

1. Nur eine schnelle Temperaturerhöhung lässt die Gasblasen entstehen. Das kann auf Grund einer Änderung des Schaltzustands der Fall sein. Bei langsamer Temperaturänderung diffundiert das Wasser in das Öl und bildet dabei keine Blasen.
2. Die Feuchte im Isolierpapier muss hoch sein. Gerade der „Hot Spot“ einer Wicklung, wo steile Temperaturgradienten und eine hohe Endtemperatur auftreten, ist jedoch vergleichsweise trocken. Sowohl Papier als auch Öl sind hier heiß, so dass das Papier einen Teil seiner Feuchte an das umströmende Öl abgibt, das Papier also eher trocken im Vergleich zu weniger heißen Zonen in der Isolation ist.
3. Die Blasenentwicklung muss im dielektrisch kritischen Bereich stattfinden. Ein Durchschlag der Öl-Papier-Isolationsstrecke erfolgt natürlich nur in Gebieten hoher Feldstärke. Ob am Ort der Blasenentstehung eine hohe Feldstärke herrscht, ist von der Konstruktion der Isolierung abhängig.

Die IEC 60 354 „Loading Guide for oil immersed transformers“ erlaubt bei kurzzeitiger Überlastung ONAN-gekühlter Transformatoren eine Hot-Spot-Temperatur von 120-160°C. Hier muss der Betreiber sowohl für neue als auch für gealterte Transformatoren mit einer Gewichtsfeuchte von mehr als 1-2 % im Isolierpapier bei plötzlich erhöhter Temperatur mit der Blasenentwicklung rechnen (Abbildung 9).

Besonders kritisch verhalten sich Transformatoren, die für einen längeren Zeitraum nicht betrieben wurden. Hier befeuchteten Diffusionsvorgänge den Bereich des Hot Spot, so dass dessen vergleichsweise hoher Wassergehalt den Bubble-Effekt weiter begünstigt.

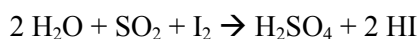
## 3 Messverfahren für Wasser in Öl-Papier-Isolierungen

Eine Reihe von Messverfahren wird gegenwärtig für die Feuchtigkeit in Öl-Papier-isolierten Leistungstransformatoren eingesetzt. In diesem Abschnitt werden die Verfahren kurz vorgestellt und Einschränkungen bei der Anwendung gezeigt.

### 3.1 Titration nach Karl Fischer

Bei einer Titration fügt man ein Reagenz bekannter Konzentration (Titer) zu einer unbekannt Substanz hinzu, bis die Konzentration ausgeglichen ist. Bei *volumetrischer* Titration wird das hinzugefügte Volumen gemessen und der gesuchte Wert (hier Wasser) aus einer stöchiometrischen Gleichung errechnet. Die maximale Empfindlichkeit von einigen 10 µg Wasser macht ihren Einsatz bei trockenen Isolierölen unmöglich.

Bei *coulometrischer* Titration generiert eine Elektrode den Titer, in diesem Fall Jod, nach der folgenden Gleichung.



Die Empfindlichkeitsgrenze  $m_{H_2O}$  reicht hier bis zu wenigen  $\mu\text{g}$  Wasser. Die Feuchte in der Zellulose  $C_{W,P}$  wird bezogen auf das Gewicht  $m_P$ , also als Gewichtsfeuchte, wie folgt errechnet:

$$C_{W,P} = \frac{m_{H_2O}}{m_P} \cdot 100\%$$

Das zu bestimmende Material (Öl, Papier, Pressboard) kann auf drei Wegen in das Reaktionsgefäß gelangen:

1. Direkte Injektion. Wird z.B. Öl durch eine Spritze direkt eingebracht, so verschmutzt das Reaktionsgefäß und Nebenreaktionen mit Alterungsprodukten oder Inhibitoren können stattfinden. Z.B. reagieren Aldehyde und Ketone mit dem Methanol des Reagenz zu Azetalen und Ketalen unter zusätzlicher Wasserproduktion.
2. Methanol-Extraktion. Hier löst Methanol das Wasser aus der Zellulose heraus. Die Methanol-Wasser-Mischung wird dann in das Reaktionsgefäß eingespritzt.
3. Ausheizmethode. Der Wasserdampf wird in einem Ausheizofen aus dem Material ausgetrieben und in das Reaktionsgefäß geleitet. Verunreinigungen und auch Alterungsprodukte können dabei nur dann in das Reaktionsgefäß gelangen, wenn ihr Siedepunkt unter der Ausheiztemperatur liegt. Ein Nachteil der Ausheizmethode entsteht durch den Blindwert des leeren Reaktionsgefäß. So verringert sich die Empfindlichkeit gegenüber der direkten Injektion deutlich.

### **Genauigkeit der Karl Fischer Titration**

Die coulometrische Titration nach Karl Fischer gilt als Maßstab für Feuchtebestimmung im Allgemeinen. Die Messzelle selbst ist sehr genau, jedoch birgt die Probenaufbereitung und das Auslösen des Wassers aus der Probe eine Reihe von Fehlerquellen.

1. Während der Probenaufbereitung dringt immer Feuchtigkeit aus der Atmosphäre ein; alle Ergebnisse sind mit einer Abweichung zu höheren Werten behaftet.
2. Die Ausheizmethode ist für trockenen Öle mit  $C_W \leq 20$  ppm nicht anwendbar. Daneben führt die direkte Injektion und die Ausheizmethode bei gealterten Ölen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Das könnte mit dem
3. unbekanntem Einfluss von Öl-Additiven und Alterungsprodukten erklärt werden.
4. Zellulose bindet Wasser mit unterschiedlicher Stärke. Selbst bei hohen Temperaturen bleibt es unsicher, ob alles Wasser ausgeheizt wurde.
5. Die Ausheiztemperatur, also die zum Lösen von gebundenem Wasser eingebrachte thermische Energie, bestimmt wesentlich die freigesetzte Wassermenge. Die IEC 60814 legt sie mit 130-140°C fest. Untersuchungen in [2] ergaben, dass für Pressboard nur Temperaturen von mindestens 180°C zu Ergebnissen führten, die mit der Methanol-Extraktion vergleichbar sind, siehe Abbildung 10.
6. Bei ölprägnierter Zellulose muss das richtige Trockengewicht ermittelt werden.

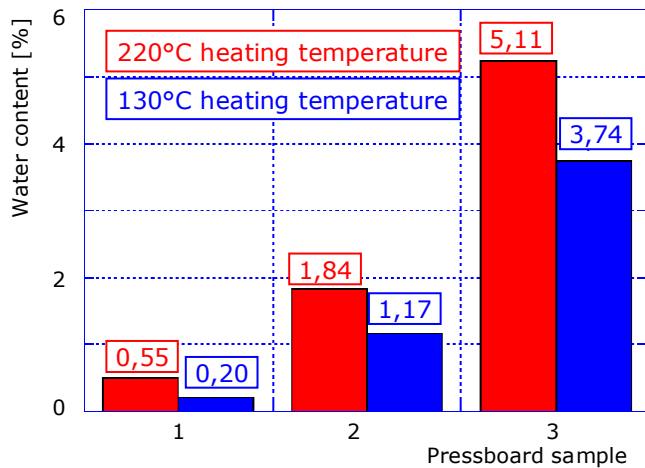


Abbildung 10: Titration nach Karl Fischer bei unterschiedlicher Ausheiztemperatur [2]

Im Rahmen der Untersuchungen dieses Beitrags wurde das Gerät Aqua 40.00 der Analytik Jena mit coulometrischer Titration, Ausheizofen und einem Kreislauf aus Methanoldampf angewendet. Die Ausheiztemperatur lag bei 160°C für Isolierpapier und 180°C für Pressboard. Bei ölprägnierter Zellulose trennte Methanol als Lösemittel die Zellulose und das Öl nach der Titration voneinander. Danach wurde die öl- wasser- und lösemittelfreie Zellulose gewogen. Die Feuchte in Isolieröl wurde durch direkte Injektion ermittelt.

Die damit erreichte Wiederholbarkeit der Ergebnisse lag bei  $\pm 10\%$  des Messwerts für die Gewichtsfeuchte von Zellulose. Bei der Gewichtsfeuchte in Öl betrug sie  $\pm 7\%$  im Bereich von 15-90 ppm  $\equiv$  15-90  $\mu\text{g/g}$  Gewichtsfeuchte.

### Gleichgewichtsdiagramme an Öl-Papier-isolierten Leistungstransformatoren

Nur in seltenen Fällen (Reparatur, Verschrottung) können Papierproben entnommen und so der Wassergehalt direkt ermittelt werden. Deshalb versucht man, aus der Feuchte in ppm einer Ölprobe die Feuchte in % im Papier oder Pressboard zu ermitteln. Werden dazu Gleichgewichtsdiagramme angewandt (z.B. Oommen, Du, Zahn, Piper und Jeffry in [3]), ist aber einer Reihe von Unsicherheiten und systematischen Fehlern zu rechnen:

1. Die Probenentnahme verursacht eine nicht einschätzbare Streuung der Ergebnisse. Dazu ist gerade die Feuchtemessung in trockenem Isolieröl eine messtechnische Herausforderung. Ein Beispiel: Eine Ölfeuchte von 20 ppm  $\pm$  5 ppm führt zu einem Fehler bei der Papierfeuchte von  $\pm 13\%$  des Messwerts.
2. Die Diagramme gelten nur unter Gleichgewichtsbedingungen, welche sich bei Umgebungstemperaturen erst nach sehr langen Zeiträumen einstellen.
3. Der bei niedrigen Temperaturen und geringem Feuchtgehalt sehr große Änderungsgradient der Kurven macht eine genaue Ablesung unmöglich.
4. Die Feuchtigkeits- und Temperaturverteilung im Transformator ist ungleichmäßig. So entsteht nur im besten Fall ein Mittelwert für die Papierfeuchte.
5. Die Diagramme sind nur für das spezifische Öl und Papier gültig, an welchem sie erstellt wurden. Besonders bei gealtertem Öl und Papier bewirkt die dann wesentlich geänderte Wasseraufnahmefähigkeit eine erheblichen Abweichung, welche eine Verwendung dieser Diagramme ausschließt. Das erläutert die folgende Abbildung 11.



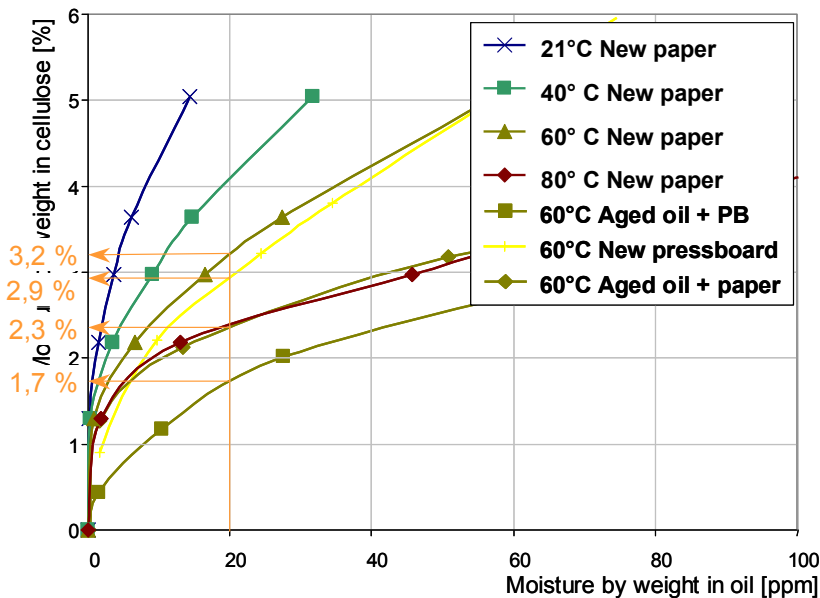


Abbildung 11: Gleichgewichtsdiagramm für Öl- und Papierfeuchte mit Gleichgewichtskurven für verschiedene Zellulosearten und Alterungszustände

Das Gleichgewichtsdiagramm in Abbildung 11 enthält neben den üblichen Funktionen für die Gleichgewichtsfeuchte bei 20, 40, 60 und 80°C auch die Gleichgewichtsfeuchte für verschiedene Zellulosearten und Alterungszustände. Zur besseren Übersichtlichkeit sind diese nur für das Gleichgewicht bei 60°C eingetragen. Weist nun eine Ölprobe eine Gewichtsfeuchte von 20 ppm auf, so ermittelt man bei 60°C eine Feuchte in neuem Papier von 3,2 %, in neuem Pressboard von 2,9 %, in gealtertem Papier und bei gealtertem Öl von 2,3 % und schließlich in gealtertem Pressboard und bei gealtertem Öl von 1,7 %. Der Fehler bei der Anwendung nicht angepasster Gleichgewichtsdiagramme kann also bis zu 100 % betragen! So ist ihr Einsatz nur sinnvoll, wenn sie der Wasseraufnahmefähigkeit von Öl und Zellulose angepasst sind, d.h. für den entsprechenden Transformator entwickelt wurden. Wie Gleichgewichtsdiagramme sinnvoll eingesetzt werden können, zeigt Abschnitt 4.1.

Physikalisch und chemisch lässt sich die geänderte Wasseraufnahmefähigkeit leicht erklären. Im Öl entstehen durch die Alterung (Oxidation) Produkte, die dessen Wasseraufnahmefähigkeit wesentlich *erhöhen*. Alkohole, Ketone, Aldehyde und Karbonsäuren können sowohl Wasserstoffbrücken- als auch Van-Der-Waals-Bindungen eingehen, wodurch sich Wassermoleküle leicht anlagern lassen. Beim Papier *verringert* die Alterung die Wasseraufnahmefähigkeit, insbesondere der bereits oben beschriebene Effekt der Verhornung. Zudem haben verschiedene Zellulosearten schon im Neuzustand wegen ihrer Zusammensetzung und Mikrostruktur eine unterschiedliche Wasseraufnahmefähigkeit [4].

### 3.2 Relative Feuchtigkeit mittels kapazitiver Sensoren

Kapazitive Sensoren bestehen aus zwei Elektroden mit einem Dielektrikum aus hydroroskopischem Polymer (Abbildung 12). Wassermoleküle diffundieren abhängig von der relativen Feuchte des umgebenden Mediums durch poröse Elektroden in das Dielektrikum. Die recht hohe Permittivität von Wasser  $\epsilon_w = 80$  erhöht die Kapazität des Sensors. Diese Änderung wird an einem RC-Oszillator in eine variable Frequenz umgeformt und so gemessen.

$$C = \frac{\epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot A}{d} \quad \text{und} \quad \epsilon_r = \epsilon_i + \epsilon_w \cdot C$$

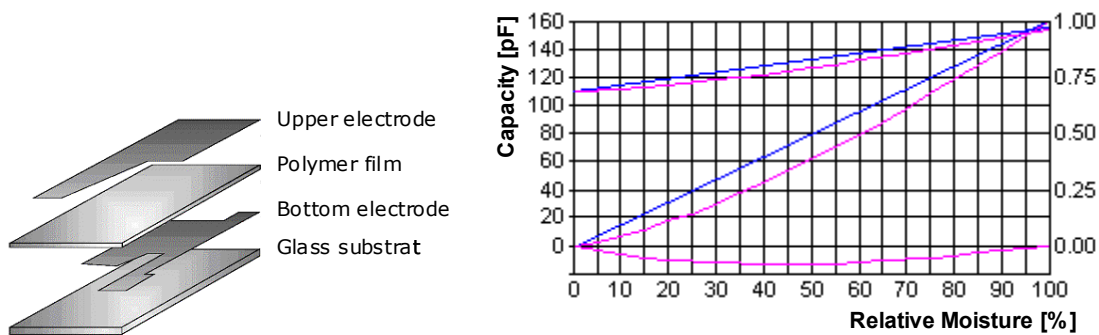


Abbildung 12 Prinzip eines kapazitiven Dünnsensors

### Mögliche Fehler

Alterungsprodukte können ebenfalls in das Dielektrikum diffundieren und die Permittivität ändern. Allerdings ist dieser Einfluss wegen ihrer vergleichsweise geringen Permittivität als gering einzuschätzen. Die Alterungsprodukte könnten sich permanent im Sensor einlagern. Ist das Medium stark säurehaltig, so können die Elektroden korrodiert werden.

Vorteil der kapazitiven Sensoren ist, dass ihre richtige Funktion und Kalibrierung einfach durch gesättigte Salzlösungen kontrollier- und korrigierbar sind. Gerade bei Langzeiteinsätzen, z.B. in Monitoringsystemen, sollte ihre Genauigkeit regelmäßig kontrolliert werden.

In dieser Untersuchung wurden zwei Sensoren vom Typ HMP 228 der Vaisala GmbH benutzt. Die Feuchtigkeit relativ zur Sättigungsfeuchte ist der ursprüngliche Messwert des Sensors, der auch in dieser Untersuchung ausschließlich verwendet wurde. Daneben kann die Feuchte relativ zum Gewicht in ppm durch zwei ölspezifische Konstanten errechnet werden. Diese Konstanten ändern sich mit der Fähigkeit des Öls, Wasser zu absorbieren, also der Zusammensetzung, Verunreinigungen und besonders mit dessen Alterungszustand. Eine Kalibrierung auf das jeweilige Öl-Papier-System ist für richtige ppm-Messwerte unumgänglich, für die relative Feuchte natürlich nicht nötig. Wegen der unterschiedlichen Messmethoden können kapazitive Sensoren und die Titration nach Karl Fischer nicht direkt miteinander verglichen werden.

### 3.3 Dielektrische Messverfahren

Dielektrische Diagnosemethoden etablieren sich zur Messung der Feuchtigkeit Öl-Papier-isolierter Leistungstransformatoren. Zuverlässigkeit und Eindeutigkeit der Analyseergebnisse verbesserten sich dank Forschung und Anwendererfahrung während der letzten Jahre wesentlich. Dennoch sind sowohl die Messungen selbst als auch deren Analyse mit Unsicherheiten und Fehlern behaftet.

Dielektrische Diagnoseverfahren messen eine Überlagerung von Leitfähigkeits- und Polarisierungseffekten am Dielektrikum des Transformators. Auf die Feuchte im Papier/Pressboard schließen verfahrensspezifische Analysesoftware, die die Messdaten der Diagnosemethoden auswerten. Aus der Spannungsmessung nach dem Polarisieren des Dielektrikums ist die Recovery Voltage Method (RVM) abgeleitet. Das einzige kommerziell erhältliche Messgerät heißt RVM 5462 der Haefely Tettex AG mit der Software SWRVM2 Version 3.0 mit dem sogenannten „Polarisationsspektrum“. Werden die Lade- und Entladeströme gemessen, so handelt es sich um die Methode der Polarisation and Depolarisation Currents (PDC). Für den Vergleich der dielektrischen Messverfahren kam der PDC-Analyser 1MOD der Alff Engineering mit der Software PDC Evaluation 3.0 zum Einsatz. Die Bestimmung der komplexen Impedanz des Dielektrikums unter Wechselspannung variabler Frequenz heißt Frequency Do-

main Spectroscopy (FDS). Das Diagnosesystem IDA 200 von General Electric misst im Frequenzbereich und verwendet die Software MODS 1.5 zur Datenanalyse.

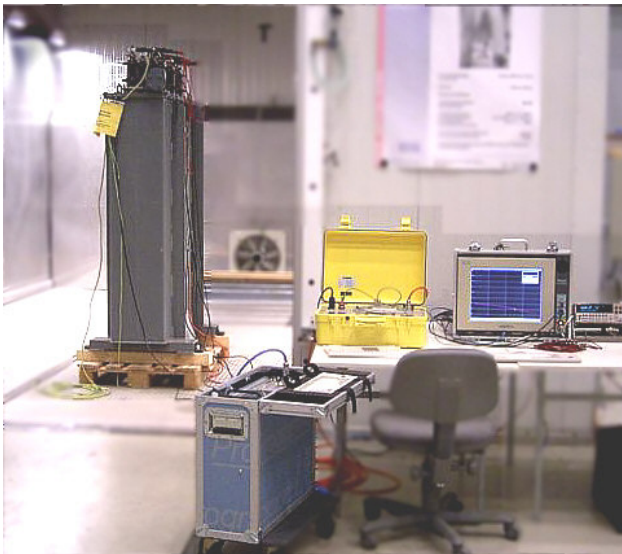


Abbildung 13: Die dielektrischen Methoden RVM, PDC und FDS im systematischen Vergleich an einem großvolumigen Isolationsmodell

Das großvolumige Modell einer Öl-Papier-Isolierung diente zum Vergleich der verbreiteten Methoden RVM, PDC und FDS. Untersucht wurden drei Parameter Isolationsgeometrie, Isolationstemperatur und Ölleitfähigkeit. Dabei blieb die Feuchte in Papier und Pressboard mit  $C_W = 1,1\%$  konstant, gemessen mit coulometrischer Karl Fischer Titration. Ideal wäre die vollständige Kompensation der drei Parameter durch die Analysemethoden und so ein gleich bleibendes Ergebnis für den Wassergehalt.

Das Transformatorenmodell enthält acht Spulen, die durch Pressboardbarrieren und Ölkanäle voneinander getrennt sind. Das Verhältnis von Pressboard zu Öl bewegt sich zwischen 15 und 100 %, was die Hauptisolation verschiedener Transformatoren nachbildet. Die dielektrische Antwort wurde bei 21, 55, 78 und wieder bei 21°C gemessen [5]. Während dieser Messungen füllte neues Transformatorenöl Shell Diala D mit einer Leitfähigkeit von 1,6 pS/m den Tank. Nach der Temperaturuntersuchung wurde das neue Öl gegen ein 25 Jahre betriebsgealtertes Öl mit einer Leitfähigkeit von 16,5 pS/m getauscht und die Messungen bei 21°C wiederholt [6].

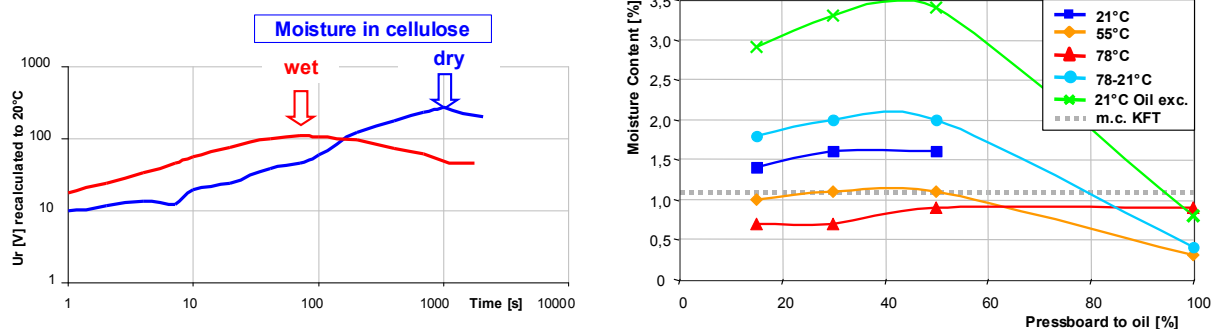


Abbildung 14: Interpretationsschema für die RVM mit dem sog. „Polarisationsspektrum“ (links) und Analyseergebnisse mit der Software SWRVM 2 V.3.0 (rechts)

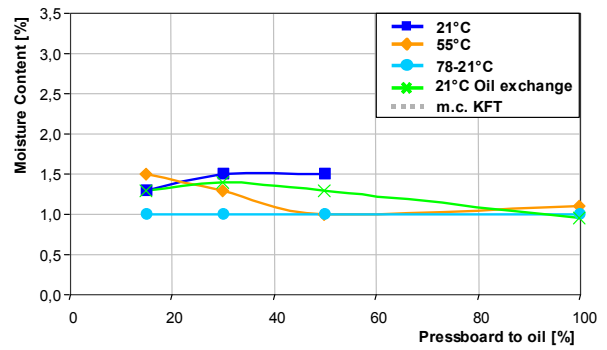
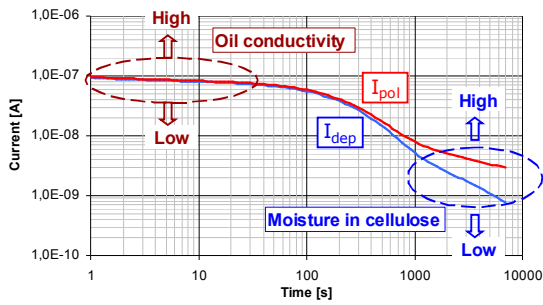


Abbildung 15: Interpretationsschema für die PDC (links) und Analyseergebnisse mit der Software PDC Evaluation 3.0 (rechts)

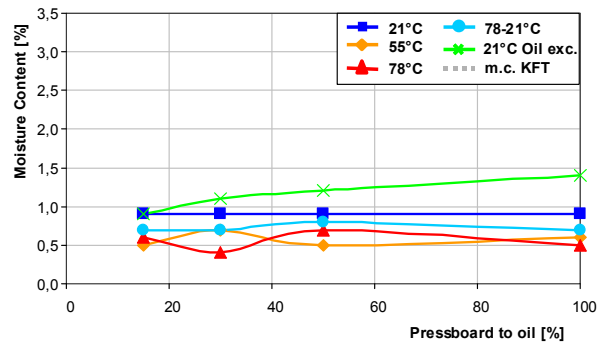
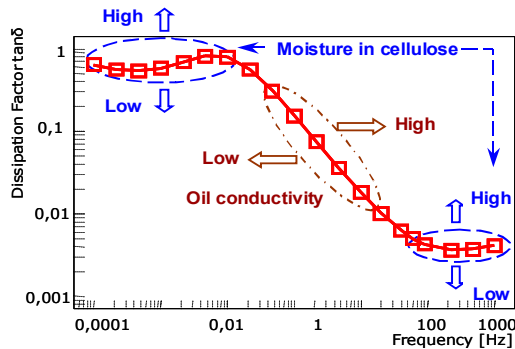


Abbildung 16: Interpretationsschema für die FDS (links) und Analyseergebnisse mit der Software MODS 1.5 (rechts)

Abbildung 14 bis Abbildung 16 zeigen links das Interpretationsschema und rechts die Analyseergebnisse für die Methoden RVM, PDC und FDS mit der dazugehörigen Software. Die grau gestrichelte Linie bezeichnet den Wassergehalt im Pressboard gemessen mit der Karl Fischer Titration.

Der von der RVM-Software angezeigte Wassergehalt ändert sich mit der Isolationsgeometrie, der Temperatur und der Ölleitfähigkeit zwischen 0,3 und 3,4 %, obwohl er tatsächlich konstant blieb. Das Interpretationsschema der RVM bezieht Änderungen der Isolationsgeometrie und der Ölleitfähigkeit nicht ein, der analysierte Wassergehalt ist fragwürdig.

Die Analyse der PDC zeigt einen wesentlich geringeren Einfluss der Isolationsgeometrie und der Temperatur. Die Software kompensiert diese Größen ist wirksam. Eine höhere Ölleitfähigkeit verursacht einen erhöhten ermittelten Feuchtegehalt, wiewohl dieser natürlich gleich blieb. Dennoch sind die Analyseergebnisse der PDC sehr nahe an dem Wassergehalt, der durch direkte Probenentnahme und Karl Fischer Titration ermittelt wurde.

In bester Weise kompensierte die Analysesoftware für die FDS MODS 1.5 den Einfluss der Isolationsgeometrie. Leider jedoch verringern sich die Ergebnisse der Software bei steigender Temperatur. Tatsächlich diffundiert bei hoher Temperatur Wasser in das Öl, verglichen mit dem in der Zellulose verbleibenden Wasseranteil kann diese Diffusion jedoch vernachlässigt werden. Eine einfachere Erklärung für die scheinbare Trocknung liegt in der unzureichenden Temperaturkompensation durch die Software. Die höhere Ölleitfähigkeit resultiert ähnlich wie bei den anderen Methoden in einer scheinbar höheren Feuchtigkeit in der Zellulose.

### **Anwendung bei Leistungstransformatoren**

Dielektrische Diagnosemethoden gestatten durch offline durchgeführte Messungen die Beurteilung des Isolations- und Alterungszustands von Öl-Papier-isolierten Leistungstransformatoren. Die Analyseergebnisse der PDC und FDS sind durchaus verheißungsvoll verglichen mit der althergebrachten Methode, aus einer Ölprobe die Feuchtigkeit im festen Isolierstoff abzuleiten. Vorteil ist also eine wesentlich höhere Genauigkeit gegenüber der Ölprobenmethode. Umfangreiches Datenmaterial für den Vergleich von PDC- und FDS-Messungen mit der Karl Fischer Titration an geöffneten Transformatoren beweist die Zuverlässigkeit dieser dielektrischen Methoden [8]. Nachteile liegen in der nötigen Freischaltung des Transformators, der relativ langen Messzeit (4-8h) und dem umfangreichen Fachwissen für Messung und Interpretation der gewonnenen Daten.

Für eine zuverlässige Diagnose des Alterungszustandes von Öl-Papier-Isolierungen gibt es besonders hinsichtlich der Frequenzbereichsmessung in mehreren internationalen Gruppen eine intensive Forschungstätigkeit. Sie soll eine bessere Temperaturkompensation ermöglichen sowie den transienten Charakter der Ölleitfähigkeit und den Einfluss von Alterungsprodukten (dissoziierende Säuren) besser berücksichtigen [7].

## **4 Online-Wassermessung**

Zur kontinuierlichen Messung in Öl-Papier-isolierten Transformatoren sind heute nur Sensoren verfügbar, die die Feuchte im Öl messen. Diese kapazitiven Sensoren haben die Feuchtigkeit relativ zur Sättigungsfeuchte als Messergebnis. Die Papierfeuchte kann aus der Ölfeuchte auf zwei Wegen errechnet werden: Durch angepasste Gleichgewichtsdiagramme oder direkt über die relative Feuchte.

### **4.1 Angepasste Gleichgewichtsdiagramme**

Herkömmliche Gleichgewichtsdiagramme beinhalten die Gewichtsfeuchte in Öl in ppm. Ihre immensen Nachteile machen die Verwendung nahezu unmöglich, das wurde im Abschnitt 3.1 gezeigt. Hier wird eine neue Form von Gleichgewichtsdiagrammen dargestellt, die nun die relative Ölfeuchte in % statt der Gewichtsfeuchte in ppm verwenden. Zudem werden sie an die Wasseraufnahmefähigkeit der jeweiligen Zellulose angepasst. Dadurch entstehen die Vorteile:

1. Die Ölalterung hat keinen Einfluss mehr auf das Gleichgewicht. Zwar ändert sich die Sättigungsfeuchte des Öls mit der Alterung, diese Änderung ist aber in der Feuchtigkeit relativ zur Sättigungsfeuchte bereits eingeschlossen. Eine Adaption auf die Wasseraufnahmefähigkeit des Öls wird unnötig.
2. Ölprobenentnahme und Transport zum Labor als wesentliche unwägbar Fehlerquellen werden ausgeschlossen. Kapazitive Sensoren messen die Feuchtigkeit demnach genauer gegenüber dem herkömmlichen Verfahren.
3. Kapazitive Sensoren stellen die Messwerte kontinuierlich zur Verfügung und können einfach in Transformator-Monitoringsysteme eingebunden werden.

Die Anwendung von Gleichgewichtsdiagrammen basiert auf dem thermodynamischen Gleichgewicht. Dieses existiert, wenn in einem System die Temperatur und der Druck an allen Orten gleich ist und kein Teilchenstrom mehr auftritt. Unter diesen Bedingungen wird die *relative* Feuchte der beteiligten Materialien gleich. Am Transformator genügt es also, die relative Ölfeuchte zu messen, die bei Gleichgewicht identisch der relativen Papierfeuchte ist.

Nun muss nur noch über ein angepasstes Gleichgewichtsdiagramm die Gewichtsfeuchte im Papier errechnet werden.

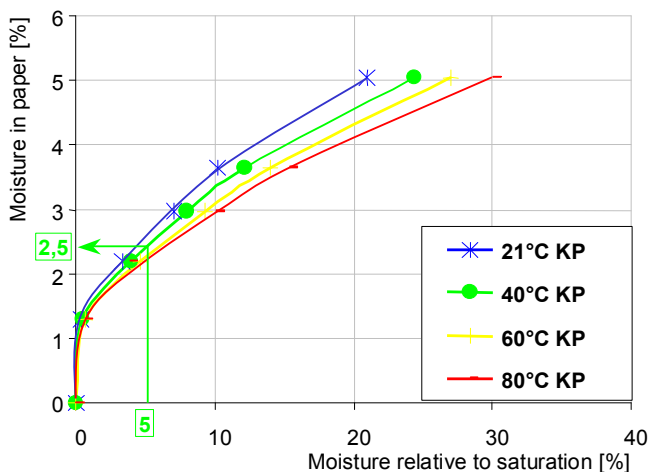


Abbildung 17: Gewichtsfeuchte in Kraft Papier als Funktion der relativen Feuchte für verschiedene Isolationstemperaturen

Abbildung 17 zeigt ein Gleichgewichtsdiagramm angepasst für neues Kraft Papier. Als Beispiel betrage die relative Ölfeuchte 5 % und die Isolationstemperatur 40°C so kann sofort die Gewichtsfeuchte im Papier mit 2,5 % bestimmt werden. Da sich das Gleichgewicht abhängig von der Temperatur erst nach Stunden oder Tagen einstellt, sollte die Papierfeuchte nur beim Betrieb über eine längere Zeit mit gleicher möglichst hoher Temperatur berechnet werden. Das Ergebnis ist ein mittlerer Feuchtwert für das Kraft Isolierpapier im Transformator.

Die Berechnung kann Online-Monitoring-Systemen überlassen werden. Als Beispiel bestimmt die folgende Formel die Gewichtsfeuchte in Pressboard bei 20°C ( $GF_{20}$ ) aus der relativen Feuchte (RF).

$$GF_{20} = -0,085 + 4,64 (1 - e^{-RF/12.78}) + 1,69 (1 - e^{-RF/0.099})$$

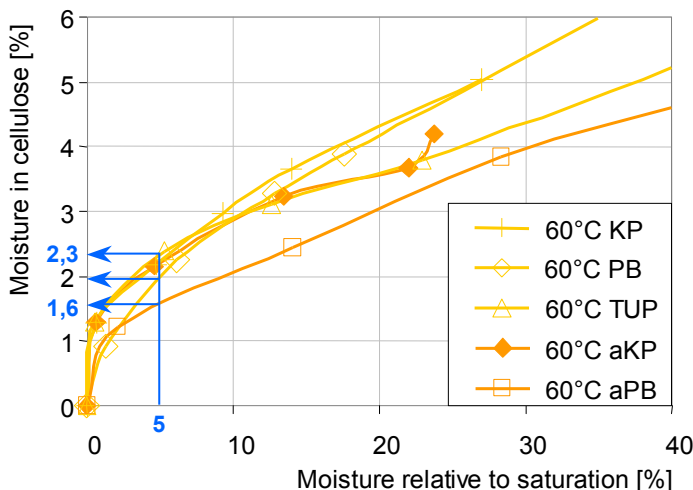


Abbildung 18: Gleichgewicht für verschiedene Zellulosematerialien und Alterungszustände bei einer Isolationstemperatur von 40°C

Wie bereits gesagt, müssen die Gleichgewichtsdiagramme dem jeweiligen Material (Kraft Papier, Thermisch stabilisiertes Papier, Pressboard) und dessen Alterungszustand angepasst werden. Abbildung 18 zeigt die relative Feuchte in Kraft Papier KP, Pressboard PB,

Thermisch stabilisiertem Papier TUP, gealtertem Kraft Papier aKP und gealtertem Pressboard PB für eine Temperatur von 60°C. Hier wird für eine relative Feuchte von 5 % je nach Zelluloseart und Alterung eine Gewichtsfeuchte von 1,6 bis 2,3 % ermittelt.

Die nötige Anpassung an den Material und Alterungszustand bedeutet einen zusätzlichen Aufwand. Deshalb stellt der folgende Abschnitt einen wesentlich einfacheren und auch physikalisch vorteilhaften Weg zur Feuchtemessung in Transformatoren vor.

## 4.2 Die relative Feuchte in Transformatoren

Beschreibt die relative Feuchte den Zustand von Öl-Papier-Isolierungen, so ergeben sich folgende Vorteile:

1. Kontinuierliche, genaue Messung mit kapazitiven Sensoren
2. Kein Einfluss durch Öl- und Papieralterung
3. Umrechnung über Gleichgewichtsdiagramme nicht mehr nötig
4. Direkter Zusammenhang zum zerstörerischen Potential von Wasser.

Der letzte Punkt soll noch näher erläutert werden. Wasser äußert sich in verschiedenen Schädigungen: Die dielektrische Festigkeit von Öl wird verringert (Durchschlagsfeldstärke, TE-Einsatzspannung), die Alterung der Zellulose wird beschleunigt und der Bubble-Effekt kann auftreten. Für alle drei Wirkungen zeichnet sich das Wasser verantwortlich, dass für Wechselwirkungen zur Verfügung steht. Genau dieses Wasser wird durch die relative Feuchte beschrieben, nicht durch die Gewichtsfeuchte. Die Wassermasse bezogen auf die Zellulose- oder Ölmasse (Gewichtsfeuchte in ppm oder %, gemessen mit der Karl Fischer Titration) beinhaltet auch die Wassermoleküle, die chemisch gebunden sind, also nicht für Wechselwirkungen zur Verfügung stehen. Den direkten Bezug zum Schädigungspotential stellt das aktive Wasser her, beschrieben durch die relative Feuchte.

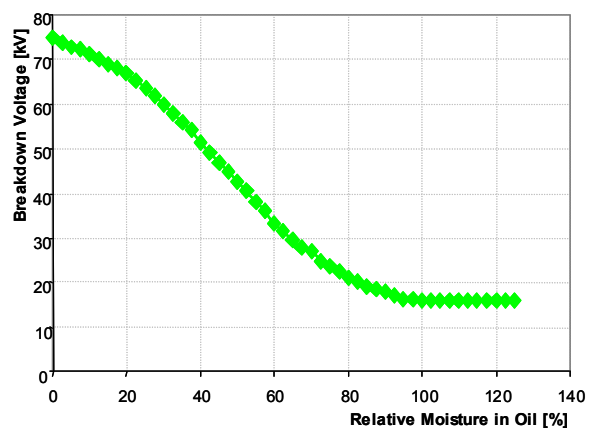
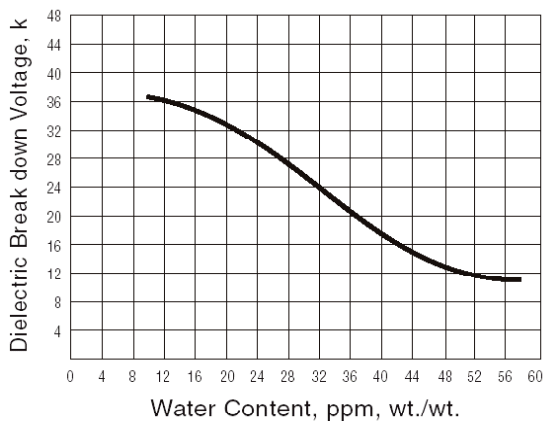


Abbildung 19: Durchschlagsfeldstärke in Isolieröl als Funktion der Gewichtsfeuchte in ppm (links) oder als Funktion der relativen Feuchte (rechts)

Wird die Durchschlagsfeldstärke in Öl als Funktion der Gewichtsfeuchte in ppm angegeben, so muss sie für jede Temperatur und Öltyp neu gezeichnet werden (Abbildung 19 links). Als Funktion der relativen Feuchte in % hingegen ist sie von diesen Parametern unabhängig. (Abbildung 19 rechts).

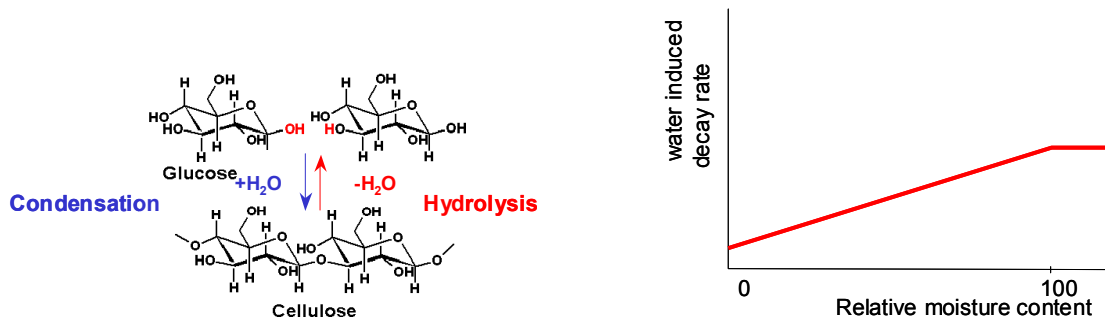


Abbildung 20: Spaltung von Zelluloseketten durch Hydrolyse und Zusammenhang zwischen relativer Feuchte und wasserverursachter Zerfallsrate

Auch die in Abbildung 20 dargestellte Depolymerisation durch Hydrolyse hängt vom Wasser ab, das für Reaktionen zur Verfügung steht, charakterisiert durch die relative Feuchte. Der Bubble-Effekt wird ebenfalls durch das freie Wasser bestimmt, wie schon im Abschnitt 2.1 gezeigt wurde.

Aus dem Ergebnis des kapazitiven Sensors im Öl des Leistungstransformators kann also unmittelbar auf die mittlere relative Feuchte in der Zellulose geschlossen werden. Dies setzt natürlich die Existenz des Gleichgewichts voraus. Damit wird das Schädigungspotential von Wasser besser charakterisiert als durch die bisher übliche Gewichtsfeuchte.

## 5 Zusammenfassung

Wasser ist ein Alterungsprodukt und spaltet die Zelluloseketten der Feststoffisolierung hydrolytisch auf. Daneben begünstigt Wasser Teilentladungen, verringert die Durchschlagsspannung des Isolieröls und führt zur Bläschenbildung (Bubbling) bei hohen Temperaturen.

1. Der Bubble-Effekt hängt reproduzierbar von der Papierfeuchte, der Papierart und -alterung sowie der Ölalterung ab. Die Papieralterung *erhöht* die Einsetztemperatur der Bläschenbildung während die Ölalterung die Einsetztemperatur *verringert*.
2. Der Bubble-Effekt stellt für den Transformatorenbetrieb dann ein Risiko dar, wenn ein steiler Temperaturgradient auftritt, das Papier am Hot Spot relativ feucht ist ( $C_w \geq 1-2\%$ ) und die Blasen in einem dielektrisch hoch beanspruchten Bereich auftreten.
3. Die coulometrische Karl Fischer Titration gilt als Maßstab für die Bestimmung der Gewichtsfeuchte in % oder ppm. Die Messzelle selbst ist sehr genau, jedoch birgt die Probenaufbereitung und das Auslösen des Wassers aus der Probe eine Reihe von Fehlerquellen. Diese führten beim Blindtest verschiedener Labore zu stark abweichenden Ergebnissen.
4. Kapazitive Sensoren messen die relative Feuchte im Öl kontinuierlich und sind genauer als das herkömmliche Ölprobenverfahren mit Probenentnahme, Transport und anschließender Karl-Fischer-Titration.
5. Konventionelle Gleichgewichtsdiagramme mit der Gewichtsfeuchte in Zellulose (in %) als Funktion der Gewichtsfeuchte in Öl (in ppm) können in fast *keinem* praktischen Fall angewendet werden. Zum Beispiel ändert sich das Gleichgewicht mit der Wasseraufnahmekapazität der beteiligten Materialien Öl und Papier.
6. Angepasste und verbesserte Gleichgewichtsdiagramme mit der Gewichtsfeuchte in Zellulose (in %) als Funktion der relativen Feuchte (in %) schließen den Fehler durch die Ölal-



terung aus, müssen aber an Fähigkeit der Zellulose zur Wasseraufnahme angepasst werden.

7. Die relative Feuchte in der Zellulose kann bei Gleichgewicht direkt aus der relativen Ölfeuchte abgelesen werden. Die relative Feuchte ist nicht nur wesentlich einfacher, genauer und kontinuierlich zu messen, vielmehr gibt sie das Schadenspotenzial von Wasser in Form des aktiven Wassers direkt an.

## 6 Literatur

[1] Johann Weigert: „Untersuchung zur chemischen Modifizierung von Zellstoff zur Verminderung der Verhärtnungsneigung sowie zu den sich daraus ergebenden papiertechnologischen Eigenschaften“, Dissertation, Technischen Universität Darmstadt, 1999.

[2] O. Kleboth-Lugova, B. Buerschaper, T. Leibfried: „Feuchtebestimmung in Isoliermedien - ein Erfahrungsbericht“ ETG Fachtagung Diagnostik Koeln 2004

[3] Du, Y., Zahn, M. et. al “A Review of Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems” IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 15, No. 1, pp. 11-20, January-February 1999

[4] M. Koch “Improved Determination of Moisture in Oil-Paper-Insulations by Specialised Moisture Equilibrium Charts” Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, S. 508, Beijing, China, 2005

[5] M. Koch, K. Feser: “Vergleichende Untersuchungen an dielektrischen Diagnosemethoden für Leistungstransformatoren”, ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel Köln 2004

[6] M. Koch, S. Tenbohlen „Ölleitfähigkeit und Grenzflächenpolarisation am Öl-Papier-Dielektrikum“ VDE Fachtagung - Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen, ETG Fachbericht 99, S. 171 – 176, Hanau, 2005

[7] M. Koch, K. Feser – “Reliability and Influences on Dielectric Diagnostic Methods to Evaluate the Ageing State of Oil-Paper-Insulations”, (2nd Intern. Conf. on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials, Wroclaw, Poland, 2004, pp. 95-101).

[8] S.M. Gubanski et. al. “Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System, REDIATOOL - a European Research Project” CIGRE D1-207, Paris 2006