

# Berücksichtigung geometrischer und parasitärer Einflüsse bei der Bestimmung des Wassergehaltes in Öl-Papier-Isolationen durch dielektrische Diagnose

Andreas Kuchler, FH Würzburg-Schweinfurt, Schweinfurt, Deutschland  
Thomas Leibfried, Universität Karlsruhe, Karlsruhe, Deutschland

## Kurzfassung

Die Kenntnis des Wassergehaltes in Öl-Papier-Isolationen ist wichtiger Baustein bei der Zustandsanalyse energietechnischer Betriebsmittel. Inzwischen können zuverlässige dielektrische Diagnosen im Zeit- und Frequenzbereich erfolgen, wenn der Isolationsaufbau bekannt ist, andernfalls leidet die Aussagekraft. Außerdem gibt es parasitäre Einflüsse, die z.B. bei hoher Ölleitfähigkeit einen zu hohen Feuchtigkeitsgehalt in der Papierisolation vortäuschen können. Weiter verbesserte Modellbildungen sind deshalb sinnvoll. Zusätzlich wird ein praxisorientierter Diagnoseansatz vorgestellt, der auf der Bildung eines charakteristischen Stromverhältnisses beruht, das über ein Leitfähigkeitsverhältnis und die Ölleitfähigkeit einen anschaulichen physikalischen Zusammenhang mit dem Wassergehalt besitzt. Vorteilhaft ist eine kurze Messzeit sowie eine gewisse Kompensation unterschiedlicher Temperaturen. Die Leistungsfähigkeit des Verfahrens ist mit bisherigen Methoden noch zu vergleichen.

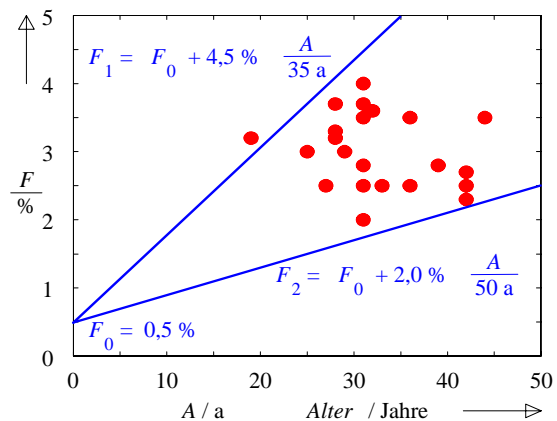
## 1 Dielektrische Diagnose

Viele Leistungstransformatoren sind seit mehr als 30 Jahren in Betrieb und können inzwischen kritische Alterungszustände erreicht haben. Die Alterungsgeschwindigkeit wird neben der thermischen Belastung vor allem durch den Wassergehalt in der Feststoffisolation bestimmt. Wasser wirkt dabei als Katalysator für die chemische Zersetzung der Zellulose. Die Kenntnis des Wassergehaltes ist deshalb ein wichtiger Baustein bei der Zustandsanalyse von Transformatoren und anderen ölsolierten Geräten. Der Wassergehalt der Transformator-Barrieren steigt zwar mit dem Alter an, kann aber trotzdem sehr stark streuen, **Bild 1**. Leistungstransformatoren werden somit in der Regel in unbekanntem Alterungszustand betrieben.

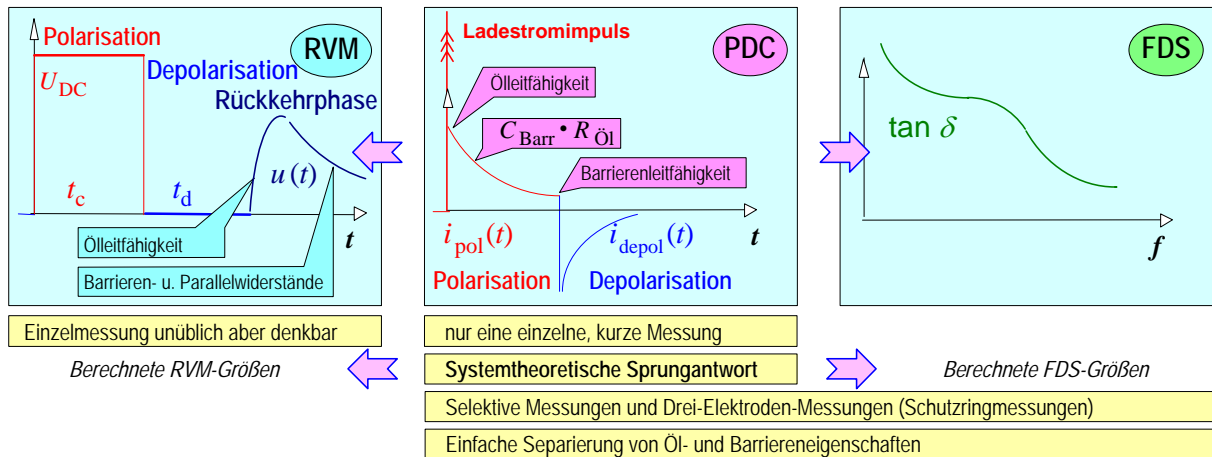
Gängige Verfahren zur Feuchtebestimmung wie z.B. Karl-Fischer-Titration können i.d.R. nicht angewandt werden, da die Entnahme einer Papierprobe aus einem betriebstüchtigen Transformator schwierig, risikoreich und zeitaufwendig ist. Feuchtemessungen des Isolieröls sind wenig aussagekräftig, weil die hygroskopischen Barrieren viel Wasser aufnehmen können ehe der Wassergehalt im Öl ansteigt. Es besteht deshalb ein starkes Interesse an dielektrischer Diagnostik.

**Dielektrische Diagnosen** werten die Reaktion der Isolation auf Prüfbeanspruchungen (dielektrische Systemantwort) im Zeit- oder Frequenzbereich aus [5, 13], **Bild 2**. Verfahren im Zeitbereich sind z.B. die Rückkehrspannungsmethode (RVM recovery voltage method [1, 5] sowie die Polarisations- und Depolarisationsstromanalyse (PDC-Analyse [3, 5]), **Bild 2**. Im Frequenzbereich wird der Frequenzgang dielektrischer Größen untersucht (FDS frequency domain

spectroscopy [5]). Alle Methoden besitzen unterschiedliche Vor- und Nachteile: In *Rückkehrspannungen (RVM)* gehen Material- und Geometrieigenschaften in schwer überschaubarer Weise ein, so dass kein Verfahren bekannt ist, mit dem beide Einflüsse separiert werden können. *Analysen im Frequenz- und Zeitbereich (FDS und PDC)* beruhen bei linearen Systemen auf äquivalenten Systemantworten. *Öl- und Barriereneigenschaften sind separierbar* und zwar bei hohen und niedrigen Frequenzen bzw. bei kurzen und langen Messzeiten. Weiterhin können *selektive Messungen* zwischen benachbarten Elektroden durchgeführt werden, Leckströme zu weiteren Elektroden gehen in die Messungen nicht ein. Als Vorteil der Zeitbereichsmessung wird angesehen, dass *eine Messung* ausreicht, Systemeigenschaften vollständig zu erfassen. Frequenzbereichsgrößen und Rückkehrspannungen können daraus errechnet werden.



**Bild 1** Wassergehalt in Transformatoren im Leistungsbereich 16 bis 1000 MVA (PDC-Analyse).



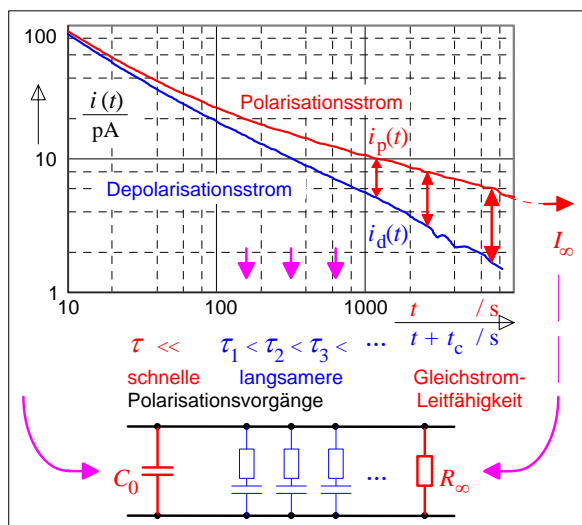
**Bild 2** Dielektrische Analysen im Zeit- und Frequenzbereich mit ihren jeweiligen Vorzügen.

## 2 Modellbildung

Dielektrische Diagnosen erfordern die Modellierung der Isolierung und den Vergleich mit der Messung. Dadurch kann auf Materialzustand bzw. Feuchte geschlossen werden. In die Modelle sind Ersatzbilder einzusetzen, die die Materialien physikalisch korrekt beschreiben, **Bild 3** u. **4**. Sie können ebenfalls aus Sprungantwort-(PDC-)Messungen abgeleitet werden:

Bei **Transformatorboard** ergeben sich Polarisationsvorgänge, die Ladung speichern, einen Depolarisationsstrom speisen und durch RC-Glieder nachzubilden sind, **Bild 3**. Die Feuchte  $f$  macht sich durch erhöhte Ströme bzw. durch erhöhte Gleichstromleitfähigkeit  $\kappa_B(\infty)$  oder reduzierte Gleichstromwiderstände  $R_B(\infty)$  bemerkbar [2]. Aufgrund von Untersuchungen an Modellisolierungen [4, 6, 7, 11] wird für Raumtemperatur näherungsweise der Zusammenhang

$$\kappa_B(\infty) \approx \frac{\kappa_{\text{Öl}}(\infty)}{300} + 0,00018 \frac{\text{pS}}{\text{m}} \cdot e^{\frac{f}{0,714\%}} \quad (1)$$



**Bild 3** Modellbildung für feste Isolationsmaterialien.

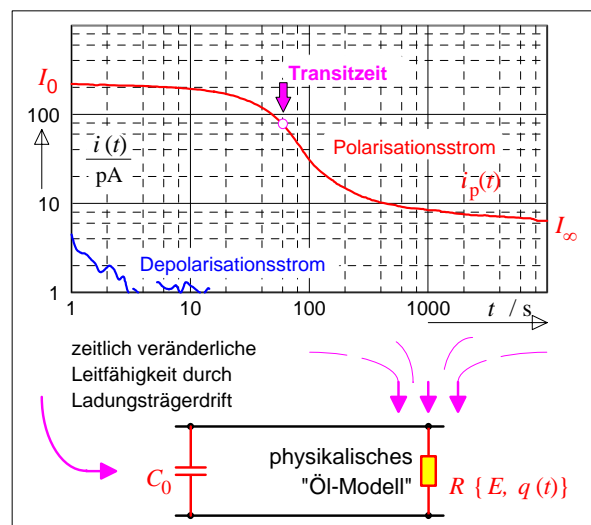
angenommen. Dabei entspricht der erste Term einer *Grundleitfähigkeit in den ölgefüllten Kapillaren*, der zweite Term beschreibt die *feuchtigkeitsabhängige Leitfähigkeit entlang der befeuchteten Fasern*.

Die **Erfassung des Endwertes** würde bei Raumtemperatur sehr lange Messzeiten erfordern. Ein Endwert für die Leitfähigkeit bzw. für den Strom kann aber bereits nach kürzerer Zeit  $t$  aus der Differenz zwischen Polarisations- und Depolarisationsstrom geschätzt werden, **Bild 3**. Der Vergleichszeitpunkt für  $i_d$  ist dabei um die Ladezeit  $t_c$  verschoben.

$$i_p(\infty) \approx i_p(t) - i_d(t+t_c) \quad (2)$$

Bei **Isolieröl** gibt es kaum ladungsspeichernden Polarisationsvorgänge und somit auch keine Depolarisationsströme, **Bild 4**. Das Ersatzschaltbild ist auf den ersten Blick auf eine einfache RC-Schaltung reduziert. Es zeigt sich jedoch, dass die bei kurzen Beanspruchungszeiten gegebene Leitfähigkeit durch Ionenwanderung innerhalb einer Transitzeit

$$\tau = d / (k \cdot E) \quad (3)$$



**Bild 4** Modellbildung für flüssige Isolationsmaterialien.

abnimmt. Sie ist von Ionenbeweglichkeit  $k$ , Ölspaltweite  $d$  und Feldstärke  $E$  abhängig [10] Die Veränderung der Ölleitfähigkeit kann mit einem funktionalen Zusammenhang, einem **neuen „Ölmodell“** beschrieben werden, in dem der Anfangswert der stromtragenden Ladung  $Q(0)$  um die bereits über die Ölstrecke geflossenen Ladung  $q(t) = \int i(t) \cdot dt$  vermindert wird [11]. Der Strom wird rekursiv mit der aktuellen Ladung  $Q(t) = Q(0) - \int i(t) \cdot dt$  ermittelt:

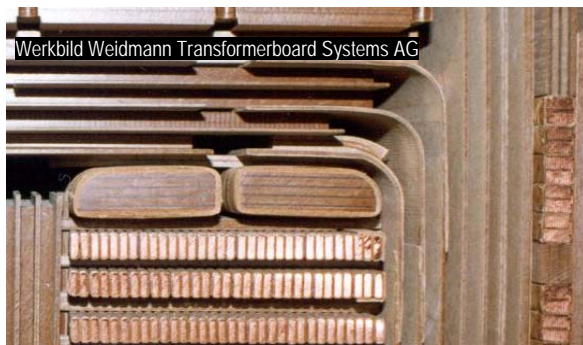
$$i(t) = \{Q(t) k / d\} \cdot E(t) + I_{\infty}(E_{\infty}) \quad (4)$$

Simulationen mit dem neuen Ölmodell haben gezeigt, dass damit das Übergangsverhalten geschichteter Barrierensysteme richtig beschrieben werden kann [11].

Im **vollständigen Modell einer Trafoisolation** ist die Isolierung zwischen den betrachteten Wicklungen darzustellen aus Ersatzbildern für die Barrieren, die Abstützungen, die Ölspalte und die parallelen Ölkanäle, **Bild 5**. Der Messstrom setzt sich deshalb aus drei Komponenten  $i_1(t)$  durch die *Schichtung* aus Öl und Barrieren,  $i_2(t)$  durch die *Abstützungen* und  $i_3(t)$  durch die *parallelen Ölkanäle* zusammen. Auch die Isolation gegen geerdete Bauteile wäre durch vergleichbare Modelle nachzubilden. Sie sind jedoch bei PDC- und FDS-Messungen entbehrlich, weil Leckströme nicht in diese Messungen eingehen.

### 3 PDC-Analyse durch Kurven-Fitting

Die PDC- Analyse erfolgt mit heute verfügbarer Diagnosesoftware durch einen Vergleich gemessener und errechneter Polarisations- und Depolarisationsströme [2, 3, 5]. Durch Auswahl von Ersatzschaltbildern, die unterschiedliche Barrierenfeuchten und unterschiedliche Ölleitfähigkeiten repräsentieren,



**Bild 5** Vollständige Modellbildung für eine Diagnosemessung zwischen OS und US (Ober- / Unterspannungswicklung) an einem Transformator mit Ölspalten, Barrieren, Abstützungen und parallelen Ölkanälen.

X, Y, Z: Relative Dicken- und Flächenanteile.

Ströme gegen Kern und Kessel gehen in PDC- und FDS-Messungen nicht ein, wohl aber in RVM-Messungen. Der Messstrom ist die Überlagerung mehrerer Komponenten.



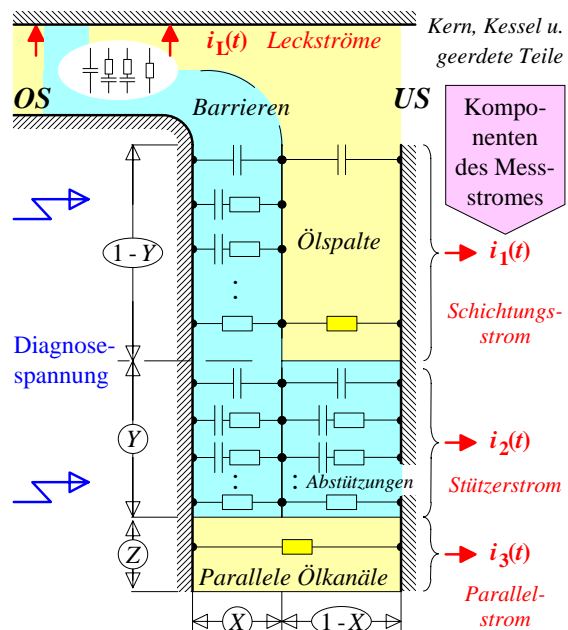
**Bild 6** PDC-Analyse eines 300 MVA Transformators durch Kurven-Fitting der gemessenen Polarisations- und Depolarisationsströme (schwarze Kurven).

sowie durch eine Temperaturkorrektur werden die mit den Daten der Isolationsgeometrie errechneten Kurven in Übereinstimmung mit der Messung gebracht, **Bild 6**. Aus dem besten Fitting ergibt sich die Barrierenfeuchte und der Anfangswert der Ölleitfähigkeit.

Die PDC-Analyse hat sich bei der Überwachung von alten Transformatoren, von Öltausch- und Trocknungsmaßnahmen sowie von Fertigungsprozessen bewährt [2, 3, 5 – 9, 12]. Auch bei Durchführungen konnte gezeigt werden, dass unterschiedliche Isolationszustände nachweisbar sind, **Bild 7**.

### 4 Parasitäre Einflüsse

Bei allen dielektrischen Diagnoseverfahren gibt es Fälle, in denen Interpretationen schwierig und Ergebnisse widersprüchlich sind. Es ist ein Vorteil von Sprungantwortmessungen (d.h. auch von PDC-Analyse

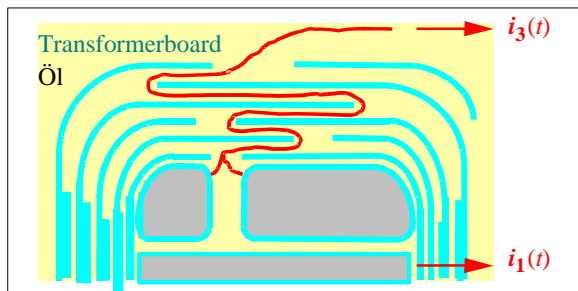


sen), dass parasitäre Einflüsse oft erkennbar und anschaulich beschreibbar sind. Die folgenden Betrachtungen werden deshalb im Zeitbereich durchgeführt, wobei die beschriebenen Effekte im Frequenzbereich die gleiche verfälschende Wirkung entfalten.

(a) Nach **Bild 5** gehen **Leckströme und Umgebungseinflüsse** nicht in PDC- und FDS-, wohl aber in RVM-Messungen ein. Sie müssen deshalb normalerweise bei PDC-Messungen nicht berücksichtigt werden. Eine Ausnahme bilden Messungen an *Durchführungen* in leitfähigem Transformatorenöl oder bei verschmutzten Isolatoren, wobei Leckströme über die Enden der Steuerbeläge Zutritt zu den Steuerbelägen nehmen und den am äußersten Belag abgegriffenen Messstrom beeinflussen können.

(b) **Materialeinflüsse:** Häufig wird beobachtet, dass beim Kurven-Fitting eine gute Anpassung der berechneten Kurven nur für kurze und längere, nicht aber für mittlere Zeiten erreichbar ist, **Bild 6**. Möglicherweise werden diese Abweichungen durch die Verwendung linearer Rechenmodelle verursacht. Die Barrieren verhalten sich zwar weitgehend linear [11], nicht jedoch die Ölspalte, in denen durch Ionendrift Leitfähigkeitsänderungen auftreten können. Transitzeiten sind dabei auch von den Spaltweiten und Feldstärken abhängig, vgl. Kap. 2, Gl. (3) u. Bild 4 [10, 11]. Für die PDC-Analyse ist dies ohne Bedeutung, weil die Informationen über Ölleitfähigkeit und Barrierenfeuchte in den Anfangs- und Langzeitwerten des Polarisationsstromes enthalten sind.

(c): Bisher werden in der Modellierung lediglich die Stromanteile  $i_1$  und  $i_2$  durch Schichtung und Abstütungen berücksichtigt, Bild 5, der Anteil  $i_3$  durch **parallel liegende Ölkanäle** bleibt unberücksichtigt, **Bild 8**. Wenn jedoch in einem stark gealterten Transformator die Ölleitfähigkeit um einige Größenordnungen gegenüber dem Transformerboard angestiegen ist, ist diese Vereinfachung nicht mehr gerechtfertigt: Durch einen nennenswerten Parallelstrom  $i_3$  wird eine zu große Barrierenleitfähigkeit und damit eine **zu große Feuchte vorgetäuscht**. Wie in Kap. 5 gezeigt wird, reagieren dielektrische Analysen sehr empfindlich auf diese Parallelströme, **Bild 10**. Dieser Sachverhalt wurde bereits bei Verteiltransformatoren be-



**Bild 8** Strompfad von Wicklung zu Wicklung.



**Bild 7** Polarisationsströme baugleicher unterschiedlich gealterter 400 kV Transformatordurchführungen.

obachtet, bei denen parallele Ölpfade mit großen Querschnitten existieren [4, 6, 7].

(d) **Strom in den Ölkapillaren:** Ein weiterer, bisher nicht berücksichtigter Effekt könnte darin bestehen, dass nach Gl. (1) die Leitfähigkeit der Barrieren nicht nur vom feuchtigkeitsabhängigen Faserstrom beeinflusst wird sondern über den Strom in den Ölkapillaren auch von der Ölleitfähigkeit. Bei einer Ölleitfähigkeit von 30 pS/m verursacht der Kapillarenstrom bereits eine Boardleitfähigkeit von etwa 0,1 pS/m. Würde dieser Strom fälschlicherweise als feuchtigkeitsabhängiger Faserstrom interpretiert, ergäbe sich ein **vorgetäuschter Feuchtigkeitsgehalt** von etwa 4,5 %. Auch wenn der Kapillarenstrom aus der dielektrischen Analyse herausgerechnet wird, ergeben sich bei hohen Ölfeuchten Ungenauigkeiten durch die Bildung kleiner Differenzen.

## 5 Vereinfachte Zustandsanalyse

Dielektrische Analysen werden durch nichtideale Bedingungen in ihrer Aussagekraft eingeschränkt. So muss einerseits versucht werden, die Zuverlässigkeit durch Hinzunahme weiterer Informationen zu steigern. Andererseits stehen in der Praxis nicht immer alle Daten für die exaktest-mögliche Analyse zur Verfügung. So sind Hersteller von Transformatoren oft nicht bereit, Geometriedaten zur Verfügung zu stellen. Die exakte Diagnose ist dann in der oben beschriebenen Form nicht mehr möglich. Nachfolgend soll deshalb ein praxisorientierter Ansatz vorgestellt werden, der auf einigen vereinfachenden Annahmen und einer direkten Analyse der gemessenen Ströme beruht. Hierfür werden im Ersatzschaltbild nach **Bild 5** Polarisationsströme in zwei verschiedenen Zeitpunkten betrachtet, **Bild 9**:

Beim Zuschalten der Diagnosespannung  $U$  sind die Schichten entsprechend dem kapazitiven Teilverhältnis geladen. Danach fließen Ausgleichsströme über die in Bild 9 (li.) hervorgehobenen Elemente. Die Differentialgleichung ergibt den **Anfangsstrom**

$$i_p(0) \approx \frac{U}{R_{\bar{O}}(0)} \left( \frac{C_B}{C_{\bar{O}} + C_B} \right)^2 + \frac{U}{R_p} \left( \frac{C_{\bar{O}}}{C_{\bar{O}} + C_B} \right)^2. \quad (5)$$

Für dünne Barrieren oder gealtertes, leitfähiges Öl dominiert der erste Term der über  $R_{\dot{O}}(0)$  der Anfangsleitfähigkeit des Öles  $\kappa_{\dot{O}}(0)$  proportional ist. Messtechnisch wird  $i_p(0)$  aus einem frühen Wert des Polarisationsstromes gewonnen, z.B. bei  $t = 1$  s.

Gemäß Bild 9 (rechts) dominiert nach sehr langer Zeit ( $t \rightarrow \infty$ ) der **stationäre Strom** über die großflächige Schichtung, wenn der Flächenanteil der parallelen Strompfade im Öl  $Z = A_3/A_1$  gering ist:

$$i_p(\infty) \approx i_{p1}(\infty) = \frac{U}{R_B + R_{\dot{O}}(\infty)} \quad (6)$$

Dieser Wert ist erst bei unakzeptabel langen Messzeiten direkt erkennbar. Es wird deshalb vorgeschlagen, ihn nach Gl. (2) schon nach kurzen Messzeiten, z.B. bei  $t = 1000$  s aus der Differenz zwischen Polarisations- und Depolarisationsstrom zu schätzen.

Werden die Gl.en (5) und (6) mit den Beziehungen für Widerstände und Kapazitäten ins Verhältnis gesetzt, kürzen sich Spannungen und Flächen heraus. Die Auflösung nach dem **Leitfähigkeitsverhältnis zwischen Öl und Barrieren** führt auf

$$\frac{\kappa_{\dot{O}}(\infty)}{\kappa_B(\infty)} = \frac{i_p(0)}{i_p(\infty)} \cdot \frac{\kappa_{\dot{O}}(\infty)}{\kappa_{\dot{O}}(0)} \cdot \frac{d_B}{d_{\dot{O}}} \left[ \frac{d_{\dot{O}}}{d_B} + \frac{\varepsilon_{\dot{O}}}{\varepsilon_B} \right]^2 - \frac{d_{\dot{O}}}{d_B} \quad (7)$$

Für das aus PDC-Messungen bestimmbare Stromverhältnis ergibt sich somit eine einfache physikalische Interpretation: Es steht in linearem Zusammenhang mit dem **Leitfähigkeitsverhältnis zwischen Öl und Board**. Das gemessene Stromverhältnis ist lediglich mit dem Verhältnis von Anfangs- und Endleitfähigkeit des Öles nach **Bild 4** und mit einem einfachen Geometriefaktor zu gewichten.

Es ist anzumerken, dass es sich bei der Bildung des Stromverhältnisses  $i_p(0)/i_p(\infty)$  **nicht** um einen *klassischen Polarisationsindex* handelt, der bei willkürlichen Zeitpunkten ohne Rücksicht auf die Dynamik der Ausgleichsvorgänge gebildet wird. Es handelt sich vielmehr um ein **charakteristisches Stromverhältnis**, dem eine physikalische Bedeutung zukommt.

Ein Vorteil der Verhältnisbildung ist eine **geringere Empfindlichkeit gegen Temperaturänderungen**. Ist die Temperatur bekannt, kann für das Stromverhältnis auch eine rechnerische Temperaturkorrektur vorgenommen werden. Für die Bestimmung einer mittleren Wicklungstemperatur ist es denkbar, eine zusätzliche **Messung des Wicklungswiderstandes** durchzuführen.

Für die vereinfachte dielektrische Diagnose wird vorgeschlagen, aus dem messbaren Stromverhältnis auf das Leitfähigkeitsverhältnis Öl/ Board zu schließen, Gl. (7). Dies gibt noch keine eindeutige Aussage über die Feuchtigkeit im Board, weil ein großes Verhältnis sowohl von hochohmigem (trockenem) Board

als auch von gealtertem (leitfähigem) Öl verursacht sein kann. Es ist deshalb als zusätzliche Information die **Ölleitfähigkeit** in einer separaten Messung zu bestimmen, um die **Leitfähigkeit des Boards** zu ermitteln:

$$\kappa_B(\infty) = \kappa_{\dot{O}}(\infty) \cdot \kappa_B(\infty) / \kappa_{\dot{O}}(\infty) \quad (8)$$

Diese Leitfähigkeit kann nach Gl. (1) zur Abschätzung der Boardfeuchte eingesetzt werden.

Für den in **Bild 6** analysierten Transformator ergibt auch das vereinfachte Verfahren einen Feuchtigkeitsgehalt von ca. 3 %. Es ist aber anzumerken, dass das Ergebnis von der Kenntnis des Schichtungsverhältnisses und der Ölleitfähigkeit (Anfangs- und Endwert) abhängt und außerdem empfindlich auf eine Variation der in Gl. (1) enthaltenen Konstanten reagiert.

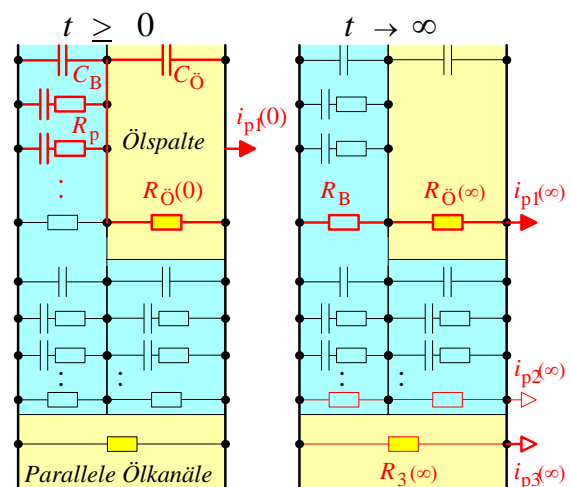
Das Stromverhältnisses eignet sich auch für die Abschätzung des **Einflusses paralleler Strompfade** durch parallele Öl widerstände  $R_3$ , **Bild 9** (unten). Der Anfangsstrom nach Gl. (5) ändert sich kaum, weil das Flächenverhältnis  $A_3/A_1 = Z$  klein ist. Im stationären Strom tritt aber ein Anteil durch  $R_3$  hinzu:

$$i_p(\infty) \approx i_{p1}(\infty) + i_{p3}(\infty) = \frac{U}{R_B + R_{\dot{O}}(\infty)} + \frac{U}{R_3} \quad (9)$$

Aus dem Verhältnis der Polarisationsströme

$$\frac{i_p(0)}{i_p(\infty)} = \frac{\frac{\kappa_{\dot{O}}(0)}{\kappa_{\dot{O}}(\infty)} \cdot \frac{d_{\dot{O}}}{d_B}}{\left[ \frac{d_{\dot{O}}}{d_B} + \frac{\varepsilon_{\dot{O}}}{\varepsilon_B} \right]^2 \cdot \left[ \frac{1}{\frac{d_{\dot{O}}}{d_B} + \frac{\kappa_{\dot{O}}(\infty)}{\kappa_B(\infty)}} + Z \cdot X \right]} \quad (10)$$

ist erkennbar, dass der parallele Strompfad mit dem Flächenanteil  $Z$  zu einer Reduzierung des Stromverhältnisses führt und damit bei Anwendung von Gl. (7)



**Bild 9** Differenzierung charakteristischer Ersatzelemente durch unterschiedliche Messzeitpunkte.

ein zu geringes Leitfähigkeitsverhältnis  $\ddot{O}/\text{Board}$  und eine **zu große Feuchte vortäuscht**. Die störende Wirkung des parallelen Strompfades ist besonders groß bei **stark gealtertem Öl** und großem Leitfähigkeitsverhältnis  $\ddot{O}/\text{Board}$ , weil dann der Nenner in Gl. (10) klein und der Einfluss des Störterms  $Z \cdot X$  groß wird. Die numerische Auswertung zeigt, dass schon sehr kleine Flächenanteile  $Z$  zu gravierenden Veränderungen des Stromverhältnisses führen, **Bild 10**.

## 6 Schlussfolgerungen

Zuverlässige dielektrische Diagnosen sind im Zeit- und Frequenzbereich durch PDC- und FDS-Analysen möglich. Um Fehlinterpretationen zu vermeiden, müssen in einigen Fällen parasitäre Einflüsse berücksichtigt werden. Auswirkungen haben vor allem

(a) **Leckströme**, mit Zutritt zu den Steuerbelägen (nur bei *Durchführungen*) sowie

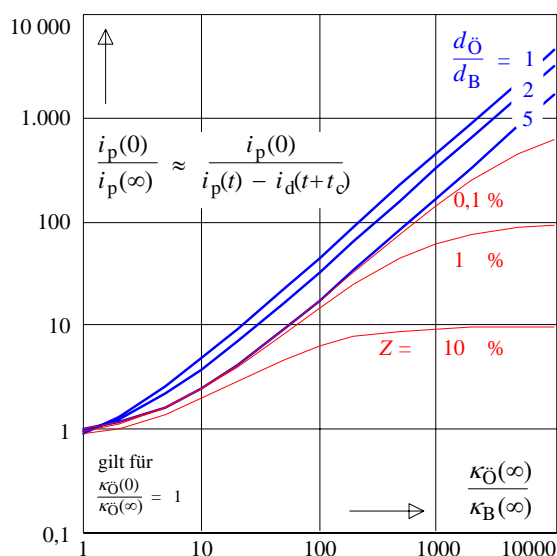
(b) **Leitfähigkeitsänderungen des Isolieröles**,

(c) Ströme zu benachbarten Wicklungen durch **parallel liegende Ölkanäle** und

(d) Ströme durch **ölgefüllte Kapillaren** im Board.

Die beiden letztgenannten Einflüsse führen bei gealtertem, sehr leitfähigem Isolieröl zu erhöhten Strömen (Zeitbereich) bzw. Verlustfaktoren (Frequenzbereich) und **täuschen zu hohe Feuchten im Transformatorboard vor**, unabhängig vom Diagnoseverfahren. Der Beitrag beschreibt Wege, wie diese Einflüsse quantifiziert und berücksichtigt werden können.

Für eine **vereinfachte Analyse** wird außerdem vorgeschlagen, **charakteristische Stromverhältnisse** (d.h. keine willkürlichen Polarisationsindices) zu bilden, die einen physikalischen Sinn ergeben, weil sie in



**Bild 10** Stromverhältnis über Leitfähigkeits- u. Schichtungsverhältnis sowie relativer Ölkanalfläche  $Z$ .

eindeutigem Zusammenhang zu Materialeigenschaften (Leitfähigkeitsverhältnissen) stehen. Aussagen über die Feuchte des Boards können getroffen werden, wenn durch zusätzliche Messungen die Ölleitfähigkeiten bekannt ist. Die Zusammenhänge müssen dabei aber noch detaillierter untersucht werden.

## 7 Literatur

- [1] A.J. Kachler, R. Baehr, W.S. Zaengl, B. Breitenbach, U. Sundermann; *Kritische Anmerkung zur Feuchtebestimmung von Transformatoren mit der "Recovery-Voltage-Methode"*; Elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), Heft 19 S. 1238 - 1245
- [2] V. Der Houhanessian; *Measurement and Analysis of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems.*; PhD Thesis, ETH Zuerich 1998
- [3] J.J. Alff, V. Der Houhanessian, W.S. Zaengl, A.J. Kachler; *A Novel, Compact Instrument for the Measurement and Evaluation of Relaxation Currents Conceived for On-Site Diagnosis on Electric Power App.*; IEEE Symp. on El. Insulation, Anaheim, USA, 2000
- [4] A. Kuechler, T. Bedel; *Dielectric Diagnosis of Water Content in Transformer Insulation Systems*; ETEP Vol. 11, No. 1, 2001
- [5] W.S. Zaengl; *Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment (Transformers, Cables etc.)*; 12th ISH, Bangalore India, Aug. 2001
- [6] A. Kuechler, T. Bedel, T. Haeusler, J.J. Alff; *Evaluation of Water Content in Transformer Insul. by Polarization and Depolarization Current Measurements*; Transformer 01, Bydgoszcz/Poland, 2001
- [7] A. Kuechler, B. Breitenbach, W.S. Zaengl; *Zustandsbewertung von Transformator-Isolationen durch dielektrische Diagnose*; ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Berlin 2002
- [8] T. Leibfried; *Zustandsdiagnose des Öl-Papier-Isolationssysteme von Leistungstransformatoren mit Hilfe der Relaxationsstromanalyse*; ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Berlin 2002
- [9] T. Leibfried, A.J. Kachler, W.S. Zaengl, V. Der Houhanessian, A. Kuechler, B. Breitenbach; *Ageing and Moisture Analysis of Power Transformer Insulation Systems*; CIGRÉ 2002, P. 12-101, Paris, Aug. 2002
- [10] R. Tobazéon, J.C. Filippini, C. Marteau; *On the Measurement of the Conductivity of Highly Insulating Liquids*; IEEE Trans. on DEIS, Vol. 1 No. 6, Dec. 1994
- [11] A. Kuechler, F. Huellmandel, J. Hoppe, D. Jahnel, C. Krause, U. Piovan, N. Koch; *Impact of Dielectric Material Responses on the Performance of HVDC Power Transformer Insulations*; ISH 03 Int. Symp. on High Voltage Engineering, Delft, NL, 2003
- [12] B. Breitenbach, A. Kuechler, T. Leibfried, W.S. Zaengl; *Insulation Diagnosis by Polarisation and Depolarisation Current Measurements*; ISH 03 Int. Symp. on High Voltage Engineering, Delft, NL, 2003
- [13] W.S. Zaengl; *Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment, Part I*; IEEE Electrical Insulation Magazine, Sept./Oct. 2003

**Korrespondenz:** Prof. Dr.-Ing. Andreas Kuechler, FH Würzburg-Schweinfurt, Ignaz-Schön-Str. 11, D-97421 Schweinfurt; akuechler@fh-sw.de