

Zeitschrift: Bulletin de l'Association suisse des électriciens
Herausgeber: Association suisse des électriciens
Band: 52 (1961)
Heft: 19

Artikel: Aufbereitung und Regenerierung von Mineralölen unter besonderer Berücksichtigung der Transformatorenöle
Autor: Stoll, P.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1059079>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 18.01.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

6. Schlussfolgerungen

Die Einführung der Vakuumtechnik in die Trocknung von Transformatoren hat zu wesentlich besseren Trocknungen in kürzerer Zeit als vorher geführt. Restdrücke von 0,2 Torr im Ofen sind dabei eine untere, praktische Grenze.

Die Ölprägnierung unter Vakuum von weniger als 1 Torr ist für die einwandfreie Entgasung der Transformatorenisolation von grosser Bedeutung. Die Gasaufnahme durch das Öl kann sehr lange dauern, so dass mit dem Aufsaugen von Luftblasen durch das Öl nicht sicher gerechnet werden darf.

Bei der Ölalterung können hin und wieder sehr grosse Verlustwinkel entstehen, die bei fester Isolation deren Kippspannung herabsetzen. Durch Ölwechsel oder -regeneration gelingt es, die Verluste auch in der Isolation wieder bis zur vollen Betriebstüchtigkeit zu reduzieren. Kühlschlitze in der Isolation machen diese gegen die Ölalterung unempfindlich.

Die Vakuumaufbereitung der Transformatoren hat die Alterungszeit des Öles im Betrieb wesentlich erhöht. Die Wahl alterungsfester Öle und deren zusätzliche Inhibierung führt darüber hinaus zu einer dreimal längeren Lebensdauer des Öles, die allen Bedürfnissen zu genügen vermag. Der Abschluss des Ölspiegels im Expansionsgefäss mit einer Gummimembran oder mit Stickstoff verhindert praktisch jede Öl-oxidation und Feuchtigkeitsaufnahme.

Literatur

- [1] Brinkmann, K. und M. Beyer: Über die Hochvakuum-Trocknung und -Entgasung von Isolierölen für Höchstspannungskabel. ETZ-A 81(1960)20/21, S. 744...749.
- [2] Berger, K.: Der Wärmedurchschlag fester Isolierstoffe. Brown Boveri Mitt. 13(1926)5, S. 115...121.

- [3] Piper, J. D.: Moisture Equilibrium between Gas Space and Fibrous Materials in Enclosed Electric Equipment. Trans. AIEE 65(1946)Dezember, S. 791...797.
- [4] Grimm, G. O.: Luftfeuchtigkeit und Faserstoffe. Bull. SEV 51 (1960)25, S. 1289...1292.
- [5] Hartmann, H.: Das Papier als Hochspannungs-Isoliermaterial. Brown Boveri Mitt. 30(1943)9/10, S. 235...239.
- [6] Moser, H. P.: Trocknung und Entgasung der in Hochspannungs-Leistungstransformatoren verwendeten Isolierstoffe. ETZ-A 81(1960)2, S. 41...46.
- [7] Stoll, P.: Die Aufbereitung und Regenerierung von Mineralölen unter besonderer Berücksichtigung der Transformatorenöle. Bull. BEV 52(1961)19, S. 764...770.
- [8] Kaufman, R. B., E. J. Shimanski und K. W. MacFayden: Gas and Moisture Equilibrium in Transformer Oil. Trans. AIEE I, Commun. & Electronics, 74(1955)19, S. 312...318.
- [9] Franklin, E. B.: The Solution of Gas in Oil During Transformer Filling. Proc. IEE A, 102(1955)6, S. 829...832.
- [10] Martin, R. G. und C. N. Thompson: A Vacuum Pre-Treatment Apparatus for Filtering, Dehydrating and Degassing Oil. Brit. J. Appl. Phys. 2(1951)8, S. 222...226.
- [11] Fabre, J. und A. Pichon: Processus et agents de dégradation du papier dans l'huile. Application aux transformateurs. Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques (CIGRE), 18. Session 1960, Bd. 2, Rapp. 137.
- [12] Maurer L. und Th. Wörner: Untersuchungen an Betriebsölen aus Wanderttransformatoren für 220 kV. ETZ-A 77(1956)24, S. 885...888.
- [13] Potthoff, K.: Dielektrische Verluste in Transformatorölen. ETZ-A 78(1957)24, S. 881...883.
- [14] Stier, F.: Lebensdauer von Transformatoren mit fester Isolierung. ETZ-A 81(1960)1, S. 12...14.
- [15] Stoll, P. und R. Schmid: Neue Erkenntnisse über die Eigenschaften der Mineralöle im Hinblick auf die Pflege von Transformatorenölen. Schweiz. Arch. angew. Wiss. Techn. 26(1960)12, S. 455...477.
- [16] SEV 0124.1960: Regeln für Transformator- und Schalteröl. 5. Aufl. Zürich: Schweiz. Elektrotechn. Verein 1960.
- [17] Degnan, W. J., G. G. Doucette und R. J. Ringlee: An Improved Method of Oil Preservation and its Effect on Gas Evolution. Trans. AIEE III, Power App. & Syst., 77(1958)38, S. 657...662.
- [18] Chadwick, A. T., D. H. Ryder und A. E. Brierley: Oil Preservation Systems; Factors Affecting Ionization in Large Transformers. Trans. AIEE III, Power App. & Syst., 79(1960)47, S. 92...96.
- [19] Anonym: Betriebsverhalten eines Transformators mit abgeschlossenem Ölkonservator. Bull. Oerlikon -(1960)340, S. 77...78.
- [20] Josse, H. und Y. Enault: La mise sous azote des transformateurs: intérêt et réalisations. Rev. gén. Electr. 67(1958), S. 247...258.

Adresse des Autors:

A. Goldstein, Dr. sc. techn., AG Brown, Boveri & Cie., Baden (AG).

Aufbereitung und Regenerierung von Mineralölen unter besonderer Berücksichtigung der Transformatorenöle

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 16. Mai 1961 in Zürich,

von P. Stoll, Zürich

533.5 : 621.315.615.2.004.6

Vorerst wird der Einfluss des Wasser- und Gasgehaltes auf die dielektrischen Eigenschaften der Isolieröle diskutiert. Damit kann die Notwendigkeit einer Isolierölaufbereitung in klassischer Weise durch Filtern, Vakuumtrocknung und Entgasung eingehend begründet werden. Der grösste Teil der Ausführungen wird der Regeneration von gealterten Ölen mit Hilfe von Fuller-Erde-Filtern gewidmet, wobei gezeigt wird, dass praktisch alle regenerierten, mit 0,3% Di-tert.-Butyl-p.-Kresol inhibierten Öle sehr gute mit nicht inhibierten Neuölen vergleichbare Alterungseigenschaften aufweisen. Schliesslich wird die technische Ausführung einer fahrbaren Aufbereitungs- und Regenerier-Anlage für einen Durchsatz von 3000 l/h Öl beschrieben.

L'auteur s'occupe tout d'abord de l'influence de la teneur en eau et en gaz sur les propriétés diélectriques des huiles isolantes, ce qui justifie la nécessité d'une préparation de ces huiles par les moyens classiques du filtrage, séchage sous vide et dégazage. La majeure partie de l'exposé est consacrée à la régénération d'huiles usées, à l'aide de filtres de terre à foulon. Pratiquement, toutes les huiles régénérées, inhibées avec 0,3% de di-tert.-butyl-p.-crésol, présentent de très bonnes propriétés de vieillissement, comparables à celles d'huiles fraîches non inhibées. Pour terminer, l'auteur décrit l'exécution technique d'une installation mobile de préparation et de régénération, pour un débit d'huile de 3000 l/h.

1. Einleitung

Zur Zeit scheint die thermische Grenze im Transformatorbau durch die Isolation des aktiven Teiles, z. B. Papier, gegeben zu sein. Man könnte von der Ölseite aus gesehen heute schon höhere Betriebstemperaturen zulassen, wenn spezielle Massnahmen ergriffen würden. Daraus darf aber nicht der Schluss gezogen werden, dass eine Ölpflege nicht mehr so wichtig ist. Sobald Sauerstoff im Öl vorhanden ist, wird eine Ölalterung im Betrieb stattfinden, die je nach Umständen mehr oder weniger schnell verlaufen kann. Durch die unaufhörliche Entwicklung im Öltransformatorenbau

nach höheren Spannungen und Leistungen drängt sich eine umfassende Ölkontrolle und -Pflege auf. In neueren Arbeiten, besonders von Fabre und Pichon [1]¹⁾ wird gezeigt, dass ein engerer Zusammenhang besteht zwischen dem Wassergehalt des Öles und dem der Papierisolation in einem Mischdielektrikum, wobei die Temperatur als Parameter in die Zusammenhänge eingeht. Der Feuchtigkeitsgehalt der Papierisolation ist aber ein entscheidender Faktor und wirkt sich indirekt auch schwerwiegend auf die dielektrischen Eigenschaften des Komplexes: Papier — Öl bzw.

¹⁾ Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

Transformerboard — Öl aus. Andererseits weist auch das Papier oder Transformerboard die typische Eigenschaft auf, Alterungsprodukte des Öles wie Carbonyl- und Hydroxylgruppen vorwiegend zu speichern. Dieses Problem wird im Zusammenhang mit der Ölregeneration nochmals berührt.

Die Verwendbarkeit als Isolieröl hängt in erster Linie vom dielektrischen Verlustfaktor, vom spezifischen Widerstand und von der elektrischen Durchschlagfestigkeit ab. Daneben gibt es für die Beurteilung des Alterungszustandes chemische Kennzahlen, wie die Neutralisationszahl (NZ), oder sogar physikalische Eigenschaften wie die Grenzflächenspannung, Brechungsindex und Viskosität und andere mehr.

Die Infrarot(IR)-Spektroskopie gehört zur Strukturanalyse und erlaubt heute wichtige Schlüsse über den allgemeinen Zustand eines Mineralöles [2].

Alle diese Eigenschaften ändern sich stark unter dem Einfluss von Verunreinigungen und Beimengungen und besonders auch im Betrieb durch die Alterung der Öle. Es ist daher sinnvoll, die Effekte zu trennen und eine erste Trennung in Neuöle und Altöle (Betriebsöle) vorzunehmen.

2. Einfluss des Wassergehaltes auf die dielektrischen Eigenschaften eines Neuöles

2.1 Löslichkeit von Wasser in verschiedenen Mineralölen

Wasser oder Feuchtigkeit kann sich im Isolieröl in drei verschiedenen Arten befinden: gelöst, emulgiert und grob dispergiert.

In der Emulsion sind die kleinen Wassertröpfchen infolge der Oberflächenkräfte und der Viskosität des Öles nicht in der Lage, sich am Boden auszuscheiden. Bei noch grösseren Wassergehalten (etwa über 300...500 g Wasser/t Öl) kann das Wasser nur in grob disperser Form vorhanden sein und setzt sich nach einiger Zeit am Boden ab. Die folgenden Überlegungen sollen sich ausschliesslich auf gelöstes Wasser beziehen.

Für die Löslichkeit von Wasser in verschiedenen Mineralölen gilt das einfache Henrysche Gesetz

$$C = k(T) p_g$$

C Konzentration des gelösten Gases in der Flüssigkeit

p_g Partialdruck des gelösten Gases über der Oberfläche

$K_{(T)}$ Temperaturabhängige Konstante

[3] nicht mehr. Die Konzentration des Wassers geht nicht mehr druckproportional. Man könnte ein Gesetz von der Form

$$C = k(T) p_g^n \quad 0 < n < 1$$

ansetzen. Es ist interessant festzustellen, dass die Abweichungen vom Henryschen Gesetz bei der Wasserdampflichkeit in verschiedenen organischen Substanzen wie Glycerin, Clophen, Dibutylphthalat bekannt sind. Auch ist die Löslichkeit von Wasserdampf bei einem bestimmten Partialdruck viel grösser als die von Sauerstoff oder Wasserstoff, wobei stets auf die selben Partialdrucke bezogen werden muss. Es besteht eine sehr grosse Temperaturabhängigkeit [4] der Wasserlöslichkeit in Mineralölen. Aus Fig. 1 ist zu entnehmen, dass beispielsweise in einem bestimmten Mineralöl bei 20 °C maximal 45 g Wasser pro t Öl ge-

löst werden können. Bei 80 °C steigt dieser Wert auf 400 g Wasser/t Öl. Aromatenhaltige Öle nehmen mehr Wasser auf. Es ist für die technische Anwendung besonders wichtig, den Wassergehalt eines Isolieröles in Abhängigkeit von der relativen Feuchtigkeit der über dem Öl stehenden Atmosphäre zu kennen (Fig. 2).

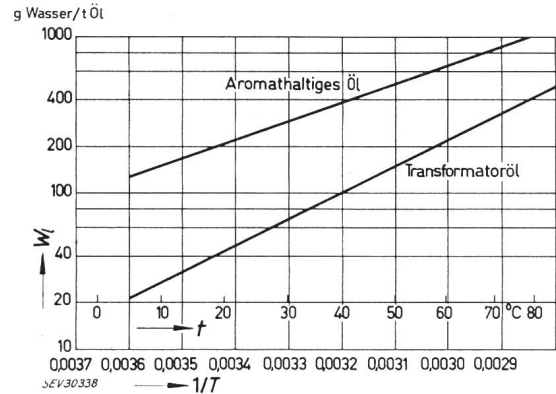


Fig. 1
Maximale Wasserlöslichkeit W_1 in Funktion der Öltemperatur t
 T absolute Temperatur

Man kann den Begriff der relativen Feuchtigkeitsättigung von Ölen einführen. Ist beispielsweise ein Transformatoröl bei 50 °C in Berührung mit 100 % gesättigter Luft, so müssen bei einer Abkühlung auf 20 °C, damit der Gleichgewichtszustand bei der entsprechend niedrigen Temperatur wieder hergestellt wird, Wassertropfen ausfallen. Bei der Beurteilung der Literaturangaben über die Korrelation Wassergehalt/dielektrische Eigenschaften sollte man daher weniger auf den absoluten Wassergehalt im Öl als auf die

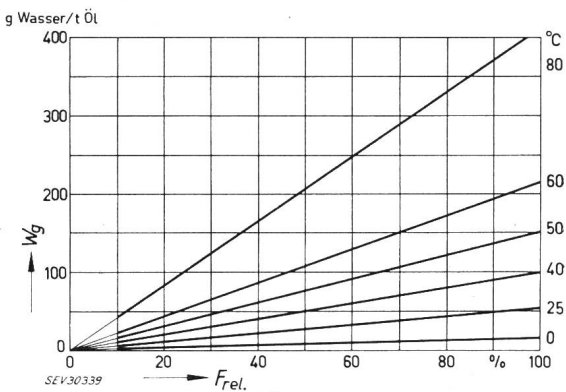


Fig. 2
Wassergehalt W_g des Öles in Abhängigkeit von der relativen Feuchtigkeit F_{rel} .
Parameter ist die Öltemperatur

relative Feuchtigkeitsättigung bei einer bestimmten Temperatur abstellen. Damit könnte man die sich widersprechenden Daten erklären. In wenigen kommerziellen Apparaten dürfte die Feuchtigkeit in Form von reinem Wasser vorhanden sein. Es handelt sich in der Regel um ein kontaminiertes Wasser, in dem Spuren von wasserlöslichen und dispersierten Substanzen vorhanden sind. Die elektrischen Einwirkungen können dann total anders sein als bei reinem Wasser.

2.2 Beeinflussung verschiedener elektrischer Kennzahlen durch gelöstes Wasser

Der Verlustfaktor $\tan \delta$ vermindert sich stark bei fortschreitender Entwässerung [5]. Allerdings bleibt er

bei Wassergehalten kleiner als 20 g/t konstant, so dass durch eine weitere Trocknung keine Verbesserung des Verlustfaktors erzielt werden kann. Bei Neuölen mit Wassergehalten von 10 g Wasser/t Öl konnten Verlustfaktoren unter 3 Promille bei 90 °C festgestellt werden. Die Messung derart kleiner Verluste bei 50 Hz ist schwierig und Unsicherheiten geben oft zu grossen Fehlern Anlass. Diese können an der Messbrücke, an der Messzelle oder in der ganzen Messanordnung liegen. Es bleibt zu bemerken, dass der erreichbare Kleinstwert von der Art und der Vorbehandlung des betreffenden Neuöles abhängt. Die Beeinflussung des Verlustfaktors durch den Wassergehalt kann bei längeren tg δ-Messungen am Wandern des Messresultates beobachtet werden (Fig. 3). Bei einer gewählten Zelltemperatur von 105 °C kann das gelöste Wasser langsam verdampfen. Der Verlustfaktor nimmt ab; nachher steigt er wieder durch die einsetzende Ölalterung.

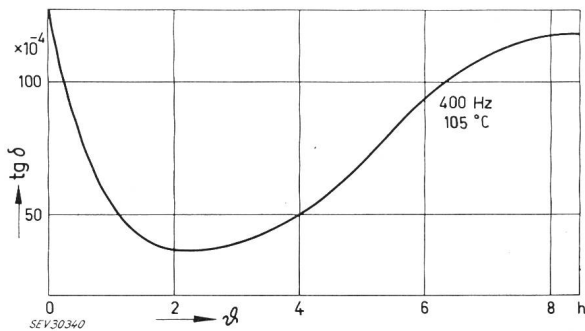


Fig. 3
Zeitverlauf einer Verlustfaktor-Messung
δ Zeit

Dieser Effekt ist auch bei tieferen Temperaturen bei Messungen über längere Zeitabschnitte beobachtbar. Es ist daher nicht ratsam, die Zelltemperatur über den genormten Wert von 90 °C zu treiben.

Es ist sehr einfach, weitere Gründe für die Notwendigkeit der Trocknung von Betriebsölen anzuführen. Feuchtes Öl weist eine stark verminderte Durchschlagfestigkeit auf. Im Bereich des Wassergehaltes zwischen 50 und 30 g Wasser/t Öl tritt eine erhebliche elektrische Verfestigung des Öles ein. Offenbar hängt dieser Sprung in der elektrischen Durchschlagfestigkeit mit dem Übergang des reinen Lösungszustandes des Wassers im Öl in eine Emulsion, zusammen.

Eine weitere Steigerung der Durchschlagfestigkeit erreicht man bei einer Trocknung unter Wasserwerte 10 g Wasser/t Öl. Aus der Literatur [5] ist ersichtlich, dass für eine ausreichende Festigkeit bis zu Wasserwerte unter 10 g Wasser/t Öl getrocknet werden muss (Fig. 4).

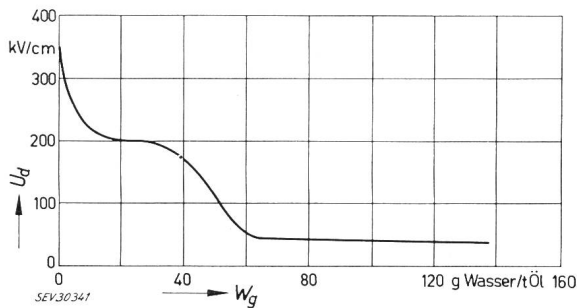


Fig. 4
Zusammenhang zwischen Durchschlagfestigkeit U_d und Wassergehalt W_g von Neuölen nach [5]

Es ist hier darauf hinzuweisen, dass die Durchschlagfestigkeit von Neuölen ebenso von der Reinheit, von der Struktur des Öles wie auch von vielen anderen Umständen abhängt, so dass der Schluss von der Durchschlagfestigkeit auf den Wassergehalt nicht zwingend ist. In den Regeln für Transformator und Schalteröl des SEV (Publ. Nr. 0124) sind auch darüber keine verbindlichen Angaben, sondern nur Empfehlungen angeführt. Die Durchschlagfestigkeitsmessung behält die Bedeutung einer typischen Testmessung.

Besonders empfindlich auf Wassergehalt ist auch der Isolationswiderstand. Dieser verbessert sich stetig bei fortschreitender Trocknung. Bei guten Mineralölen erreicht man bei einem Wassergehalt von 1g Wasser/t Öl spezifische Widerstände $> 10^{14}$ Ωcm. Der Isolationswiderstand ist das empfindlichste elektrische Kriterium zum Nachweis kleinster Wassergehalte bei Neuölen (Fig. 5).

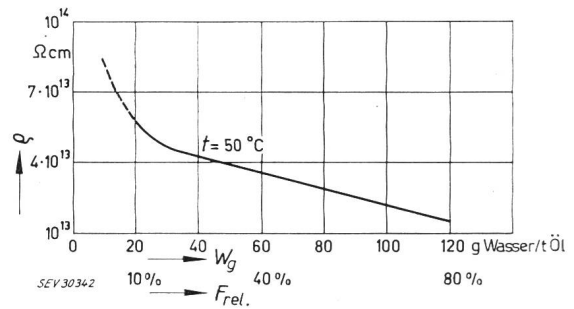


Fig. 5
Abhängigkeit des spezifischen Widerstandes ρ vom Wassergehalt W_g des Öles
Die Kurve gilt für ein gebräuchliches Transformatoröl

2.3 Einfluss des Gasgehaltes auf die dielektrischen Eigenschaften eines Neuöles

Für die Aufnahme von Gas in Mineralölen gilt streng das Henrysche-Gesetz:

$$C = k(T)p_g$$

Die absorbierten Stickstoff- oder Sauerstoffmengen sind druckproportional.

Die Löslichkeit steigt im Temperaturgebiet von 20...120 °C nur unwesentlich. Fig. 6 zeigt die Absorptionsthermen von Stickstoff und Sauerstoff und vergleichsweise für Wasserdampf in Öl. Wegen der grösseren Löslichkeit von Sauerstoff in Transformatoröl hat man bei Luftsättigung im Öl anstelle von 21 % rel. Sauerstoffgehalt sogar 30 % rel. Sauerstoffgehalt. Auch

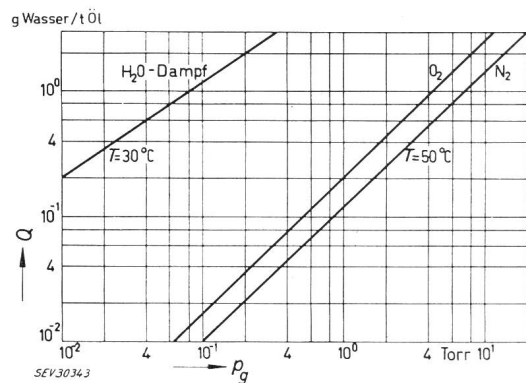


Fig. 6
Absorptionisothermen für Wasserdampf, Sauerstoff und Stickstoff
 Q absorbierte Gas- oder Dampfmenge; p_g Dampfdruck;
 T Temperatur

bei hohen Temperaturen von 80 °C beträgt die totale Löslichkeit für die Luft in Volumenprozenten kaum 11 %. Damit kann eine Entgasungsanlage auf diesen konstanten Wert ausgelegt werden. Bei Druckunterschieden kann bei einem luftgesättigten Öl eine momentane Übersättigung stattfinden. In diesem Zustand ist die Gefahr der Blasenbildung gross. Begünstigt werden diese Erscheinungen durch Verunreinigung, insbesondere Fasern, die eine sehr grosse Gasabsorption aufweisen. Gasblasen, deren Dielektrizitätskonstante kleiner ist als die der Flüssigkeit, verhalten sich im elektrischen Feld wie ein Dipol. Die Kräfte greifen an den freien Ladungen der Grenzfläche von Flüssigkeit und eingeschlossener Gasblase an. Infolge der grösseren Polarisierbarkeit der Flüssigkeit überwiegt ihre freie positive Oberflächenladung die negative des Gases. In Fig. 7 wird das Bläschen, das der felderzeugenden Ladung gegenübersteht, abgestossen.

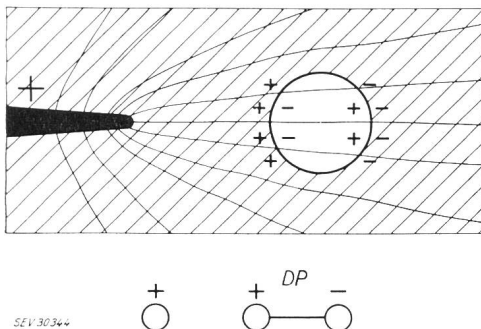


Fig. 7

Schematische Darstellung der elektrischen Kräfte, die auf eine Gasblase im inhomogenen Feld wirken
DP elektrischer Dipol mit Moment $m = Ql$

Die elektrische Beanspruchung der Luft in der Blase kann so hoch werden, dass die Gefahr des Glimmens und sogar von Lichtbogenentladungen besteht. Dadurch kann die gesamte umgebende Isolation gefährdet werden [10].

Wenn keine Luft-Übersättigung des Öles vorliegt, ändern sich bei variablen Gasgehalten des Öles die dielektrischen Eigenschaften kaum [7].

Eine sorgfältige Entgasung ist besonders wichtig, wenn der Transformator unter Stickstoffatmosphäre arbeiten soll. Die gelöste Luft wird dann durch Stickstoff ersetzt, so dass die Ölalterung durch Oxydation praktisch unterbunden werden kann.

3. Auslegung einer klassischen Ölaufbereitungs-Anlage

3.1 Aufbau der Anlage

Unter der «klassischen» Ölaufbereitung versteht man folgende Operationen: mechanische Reinigung des Öles durch Filter, Entwässerung und Entgasung im Vakuum-Kessel.

Die Filtrierung dient in erster Linie dazu, Alterungsprodukte in Form von Ölschlamm bei Betriebsölen, Isolationsfasern und feste Fremdstoffe bei Neu- und Altölen zu entfernen. Als Grob- oder Vorfilter eignen sich Filterkombinationen weicher und harter Papierqualität. Einen wirksamen Schutz stellt der Papierfilter auch gegen krasse Wassereinbrüche dar. Zu beachten ist bei der Auslegung einer Filterpresse, dass die Wirksamkeit sich auch auf kolloidalen Kohlen-

stoff erstreckt, der bei Öldurchschlägen reichlich gebildet wird (Schalteröle). Bei höchsten Ansprüchen wird der Anlage ein Magnetfilter nachgeschaltet, der besonders den Eisenstaub aus dem Isolieröl entfernt.

Die Entgasung und Entwässerung des Öles geschieht in einem Vakuumkessel, in dem das Öl gleichmässig über einen Korb von Raschig-Ringen verteilt wird. Der an den grossen Oberflächen gebildete, etwa 0,1 mm dicke Ölfilm wird immer wieder gewendet. Um sich eine Vorstellung über die Oberfläche von regellos geschütteten Raschig-Ringen mit den Massen von $12 \times 12 \times 0,5$ mm machen zu können, sei erwähnt, dass in einem Kubikmeter Raum, Ringe von ungefähr 400 m² Oberfläche untergebracht werden können. Es gibt noch andere wirksame Füllkörper, sog. Berl-Sättel, die, wie aus der Praxis der Retifizierkolonnen bekannt ist, mit Erfolg eingesetzt werden können. Die erste Frage wird die nach der benötigten Pumpenleistung sein.

Im Öl sind volumenmässig 10 % Luft gelöst. Bei Neuölen sind bei einer Behältertemperatur von 20 °C maximal 50 g/t Öl Wasser gelöst.

Unter Normalbedingungen müssen bei einem Durchsatz von 1000 l/h in diesem Falle 162 l/h Gas und Dampf gefördert werden. Die erforderliche Torr·l/s-Leistung beträgt dann 34 Torr·l/s.

Bei der Aufbereitung von Betriebsölen in Transformatoren sieht die Sache völlig anders aus.

In einem Transformator übersteigt der Wasseranteil des aktiven Teiles denjenigen des Öles um eine oder mehrere Zehnerpotenzen. Der Wassergehalt des Papiers oder des Transformerboards schwankt in weiten Grenzen und hängt neben der ursprünglichen Trocknung auch vom Transformerabschluss ab. Man möchte mit einer «klassischen» Anlage nicht nur das Öl trocknen, sondern auch dem aktiven Teil möglichst viel Wasser entziehen. Dazu braucht es aber erhöhte Aufbereitungstemperaturen im sog. Umlaufverfahren. Bei einer Öltemperatur von 70 °C kann das Öl über 300 g Wasser/t Öl aufnehmen. In diesem Fall müssen bei einem Durchsatz von 1000 l/h Öl über 472 l/h Gas und Dampf bei Normalbedingungen gefördert werden. Die erforderliche Pumpenleistung in Torr·l/s muss verdreifacht werden.

Dabei ist noch zu bemerken, dass die Leistungseinheit Torr·l/s in den verschiedenen Druckbereichen recht unterschiedlich bezahlt werden muss.

Eine Drehschieberpumpe mit einer Sauggeschwindigkeit $s_s = 100$ m³/h leistet bei 1 Torr : 28 Torr·l/s. Die Leistungseinheit kostet nur an Investitionskosten Fr. 16.— pro Torr·l/s. Eine Rootpumpe mit einer Sauggeschwindigkeit von $s_s = 1600$ m³/h leistet bei 10^{-2} Torr : 4,5 Torr·l/s. Die entsprechende Torr·l/s-Einheit muss mit Fr. 200.— bezahlt werden. (Die Betriebskosten und Abnutzung sind in dieser Summe nicht enthalten.)

Beim Einsatz einer Pumpenkaskade wie etwa Rootpumpe/Drehschieberpumpe oder Boosterpumpe/Drehschieberpumpe ist zu beachten, dass das Produkte ps_s (p Druck, s_s Sauggeschwindigkeit) mindestens konstant bleibt und eher nach der Vorpumpe hin vergrössert wird, damit keine Stauungen auftreten können. Der Arbeitsdruck im letzten Entgasungs- und Entwässerungs-Kessel bestimmt bei genügenden Oberflächen den Entgasungs- bzw. Entwässerungsgrad.

Aus der Absorptionstherme ist ersichtlich (siehe Fig. 6), dass, um beispielsweise 1 g Wasser/t Öl zu

realisieren ein totaler Arbeitsdruck von $< 0,08$ Torr im letzten Kessel vorhanden sein muss.

Die wichtigste Frage, welche minimale Oberfläche pro Liter durchfließendes Öl vorhanden sein muss, damit der Wirkungsgrad der Entgasung und Entwässerung optimal wird, kann nur experimentell ermittelt werden, da sehr viele Faktoren hineinspielen, die rechnerisch schwer erfasst werden können.

Wesentliche Kriterien ergeben sich auch aus den Forderungen nach dem realisierbaren Begasungsdruck des Öles (Grad der Entgasung). Vorerst ist man an die Dampfdruckkurve des Öles gebunden. Die meisten Transformatorenöle weisen bei 75...80 °C einen Gesamtdruck von $\approx 0,1$ Torr auf. Um z. B. Begasungsdrucke von $p_g \approx 0,15$ Torr zu realisieren, stellen Aufbereitungstemperaturen von 40...60 °C Grenzwerte dar. Bei richtig gewählter Aufbereitungstemperatur arbeitet die Anlage gerade bei einsetzender Destillation; auf jeden Fall sollten pro Stunde bei einem Öldurchsatz von 1000 l nicht mehr als 2...3 l Destillat zurückgeführt werden. IR-Untersuchungen von Rückständen in Kondensatoren zeigen, dass sich unter Umständen spezifische Bestandteile der Öle anreichern.

3.2 Betrachtungen über den Wirkungsgrad der Ölaufbereitung im Umwälzverfahren und im einmaligen Durchlauf

Im Umwälzverfahren wird das Öl des Vorratsbehälters (z. B. Transformators) mehrmals durch die Anlage gepumpt, bis der erwünschte Aufbereitungsgrad erreicht ist. Bei einer vollständigen Aufbereitung bzw. Regenerierung im einmaligen Durchlauf dagegen muss die Anlage so ausgelegt sein, dass das Öl vollständig entwässert bzw. alle Alterungsprodukte entfernt werden.

Dieser Wirkungsgrad sei mit η_{Al} bezeichnet; im zweiten Fall beträgt $\eta_{Al} = 1$.

Der Anteil A des Altöles im Vorratsbehälter in Funktion der Zeit ergibt sich nach einfacher Rechnung [2; 8] zu:

$$A = e^{-\frac{t}{\tau}}$$

τ = Zeitdauer einer einmaligen Umwälzung

$$\tau = \frac{V}{L}$$

V Kesselvolumen

L Durchflussmenge der Anlage

Der Anteil des Neuöles im Vorratsbehälter nach einem Umlauf $t = \tau$ beträgt dann:

$$1 - A = 0,632$$

oder als Wirkungsgrad der Durchmischung dargestellt:

$$\eta_M = 63,2 \%$$

Dazu ist zu bemerken, dass $\eta_M < 63,2 \%$ wird, wenn sich direkte Strömungen ausbilden. Es ist daher bei der Transformatoren-Aufbereitung zu beachten, dass die Temperaturdifferenzen des ein- und austretenden Öles 5 °C nicht überschreiten [9]. Bei grossen Temperaturgradienten ist das Auftreten lokaler Wärmeströmungen wahrscheinlich. Bei der Konstruktion von Ölanlagen muss besonders bei Trocknungsprozessen dafür gesorgt werden, dass die Ölaufwärmung schnell vor sich geht, und die Trocknungsanlage nur im Nebenschluss arbeitet. Damit erreicht man eine vollständige

Durchmischung. Der Anteil des Altöles A bei $\eta_{Al} = 1$ nach n Umläufen beträgt dann:

$$A = (1 - \eta_M)^n$$

Bei $\eta_{Al} < 1$ berechnet sich ein Anteil A zu:

$$A = (1 - \eta_M \eta_{Al})^{n_1}$$

wobei

$$n_1 = \frac{\ln A}{\ln (1 - \eta_M \eta_{Al})} = kn$$

In Fig. 8 ist der prozentuale Anteil des Altöles im Transformatorenkessel als Funktion der Anzahl n der Umwälzungen bei einem $\eta_M = 63,2 \%$ aufgeführt. Als Parameter in den Kurvenscheren ist η_{Al} eingeführt. Aus dieser Darstellung ergibt sich ein Kriterium für die Wirtschaftlichkeit eines Aufbereitungsprozesses. Bei stark reduziertem Wirkungsgrad η_{Al} muss für einen bestimmten Altölgehalt die gesamte Ölmenge mehrfach umgewälzt werden. Diese Operationen erfordern Zeit und Energie. Auch die einfachste Aufbereitungsanlage ist mit einer genügenden Pumpenleistung und einer entsprechenden Entgasungsoberfläche zu versehen, damit ein Wirkungsgrad der Anlage

$$\eta_{Al} \geq 0,8$$

gewährleistet ist. Die Anlagen, die im einmaligen Durchlauf das Öl aufbereiten und regenerieren, erfüllen die Bedingung $\eta_{Al} = 1$ und weisen auch im Umlaufverfahren den höchsten Wirtschaftlichkeitsgrad auf. Ein Beispiel aus Fig. 8 soll das Gesagte erläutern. Gewünscht wird ein Altölgehalt von 1 %.

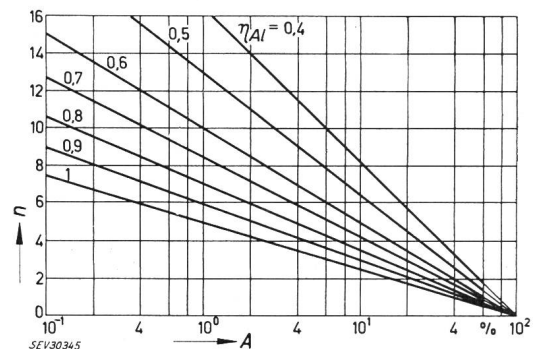


Fig. 8
Graphische Darstellung des Gesamtwirkungsgrades η_{Al} einer Ölaufbereitungsanlage in Abhängigkeit von der Zahl der Umwälzungen n
Kurvenparameter ist der Anlagenwirkungsgrad η_{Al}
 A Anteil des Altöles

Bei $\eta_{Al} = 1$ sind im Umwälzungsverfahren 5 Umläufe nötig; bei $\eta_{Al} = 0,5$ aber 13. Damit könnte unter Umständen die Wirtschaftlichkeit in Frage gestellt werden. Bei einem Transformator im stark gealterten Zustand ist es weit günstiger, das Öl abzulassen und über die Anlage in einen Tankwagen zu fördern. Nach der ersten Aufbereitung bzw. Regenerierung muss das Öl wieder eingezogen und der gleiche Prozess so lange wiederholt werden, bis nach dem Einfüllen des Regenerates keine merkliche Verschlechterung verschiedener elektrischer Kennzahlen beobachtet wird.

4. Regeneration von Betriebsölen

4.1 Grundsätzliche Betrachtungen zur Öl-Regeneration

Trotz der klassischen Ölpflege, die mit Erfolg durch Trocknung, Filterung und Entgasung die elektrischen

Eigenschaften verbessert, kann der Alterungsvorgang nicht aufgehalten werden. Gealterte Öle weisen in der Regel in verschiedenen Kennzahlen von Neuöl stark abweichende Werte auf. Für eine kurze Charakterisierung haben sich besonders folgende Daten bewährt: Säurezahl, Grenzflächenspannung, spezifischer Widerstand und die Resultate der IR-Spektroskopie. Besonders der Anstieg des Verlustfaktors $\text{tg } \delta$ interessiert die Konstrukteure von Transformatoren und andern elektrischen Apparaten.

Durch verschiedene Verbesserungen, die nachfolgend diskutiert werden sollen, ist es gelungen, die Regeneration mit aktiver Fullererde und eventuell nachfolgender Inhibierung durch einen Oxydationshemmer auch für europäische Verhältnisse interessant zu machen. Diesen Fortschritt verdankt man in erster Linie den verfeinerten physikalischen Untersuchungsmethoden durch Molekülspektroskopie. Der Funktionsmechanismus der Bleicherdebehandlung [2] konnte abgeklärt werden. Die Fuller- oder Bleich-Erde adsorbiert selektiv die Carbonyl- und Hydroxylgruppen. In Fig. 9 wird der Adsorptionsprozess an einem stark gealterten, aromatenhaltigen (15 %) Öl gezeigt. In der breiten Bande zwischen 5,7...5,9 μm befinden sich die Alterungsprodukte (Carbonyle, Ester, Carbonsäure und Lactone). Die stark ausgeprägte Bande bei 6,25 μm gehört zu den Aromaten. Mit dieser Intensität wird oft der Aromatengehalt eines Öles bestimmt. Überdeckt wird diese Bande auch durch sog. organische Salze, die bei der Fullierung auch ausgeschieden werden sollen. Damit lässt sich auch der Intensitätsunterschied vor und nach der Behandlung der 6,25 μm -Bande erklären.

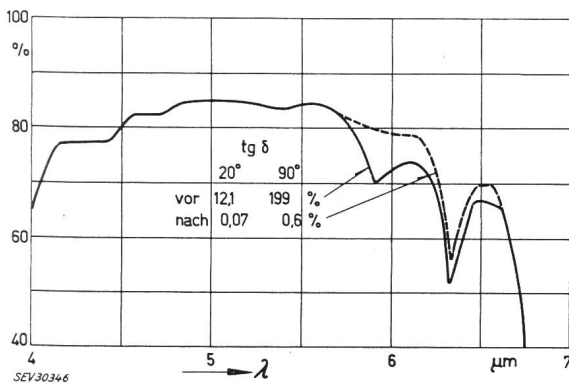


Fig. 9

IR-Spektren (Ausschnitte) eines stark gealterten Öls vor und nach der Regeneration
 λ Wellenlänge

Der Anlagenkonzeption für die Ölregenerierung liegen 5 grundsätzliche Gedanken zu Grunde:

a) Die Behandlung mit Fuller-Erde ist nur dann wirtschaftlich, wenn das Öl vorgetrocknet ist und einen Wassergehalt $< 10 \text{ g Wasser/t Öl}$ aufweist.

b) Die Bleicherde- oder Fullerfilter sind dermassen auszuliegen, dass die Verweilzeit der Ölmoleküle im aktiven Teil möglichst lang ist. Bei maximaler Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Filterweges kommt man zur Druckfullierung. Der Druckabfall innerhalb des Filtereinsatzes beträgt mehr als 4 kg/cm^2 .

c) Für die Fullierung sind mit Vorteil natürlich aktivierte Erden auf der Attapulgit-Basis zu verwenden. Dagegen besteht bei künstlich aktivierten, montmorillonithaltigen Produkten infolge Verunreinigung gerade durch die Aktivierung die Möglichkeit zum Ionenaustausch.

d) Es ist ebenso wichtig, dass der aktive Teil des Transformators von Alterungsprodukten gesäubert wird. Die Anlage muss

auch die entsprechenden Vorrichtungen aufweisen, damit über das Öl auch die Isolation des Transformators getrocknet werden kann.

e) Nach der Regeneration eines Altöls soll ein Inhibitor als Oxydationshemmer zugegeben werden.

In einem regenerierten Transformator gibt der aktive Teil noch längere Zeit Alterungsstoffe in das Öl ab. Das neue oder regenerierte Öl würde sehr schnell wieder mit Alterungsprodukten kontaminiert werden, wenn nicht im Umlaufverfahren mit stetiger Ölaufbereitung- und Regenerierung dafür gesorgt wird, dass der aktive Teil des Transformators weitgehend von den Alterungsprodukten gesäubert wird.

Bei stark gealterten Transformatoren ist es öfters sogar günstiger, mit Hilfe eines Vorratsbehälters die gesamte Ölmenge in einem Durchlauf zu regenerieren und diese Prozedur so lange fortzusetzen, bis die elektrischen Kennzahlen keine merkliche Verschlechterung durch aufgenommene Alterungsprodukte zeigen.

Besonders bewährt haben sich die Inhibitoren auf der Kresolbasis [9], davon weist das Diter. Butyl p. Kresol alle Eigenschaften auf, die von einem guten Inhibitor erfüllt werden sollen:

- Gute Löslichkeit in Öl;
- Keine Verschlechterung der elektrischen Eigenschaften der Isolieröle;
- Beständigkeit gegenüber Luftsauerstoff bis zu Temperaturen von $100 \text{ }^\circ\text{C}$;
- Möglichst vollständige Verhinderung der Bildung von Ölalterungsprodukten;
- Oxydationsprodukte des Inhibitors sollen im Öl löslich sein;
- Die Oxydationsprodukte des Inhibitors, welche durch Absorption in die feste Isolation gelangen, dürfen die elektrischen Eigenschaften der Hauptisolation nicht nachteilig beeinflussen;
- Nach Verbrauch des Inhibitors darf die Zersetzung des Öles nicht rascher vor sich gehen als bei nicht inhibierten Ölen;
- Der Inhibitor soll durch Fuller-Erde nicht oder nur in einem geringen Prozentsatz herausgelöst werden.

4.2 Beschreibung einer fahrbaren Öl-Regenerierungs-Anlage

Die fahrbare Ölaufbereitungsanlage, die beschrieben werden soll (Fig. 10), muss demnach für die Aufbereitung und Regeneration von Altöl, Neuöl sowie für die Trocknung ganzer Transformatoren ausgelegt sein. Für die schnelle Aufheizung des Transformator-

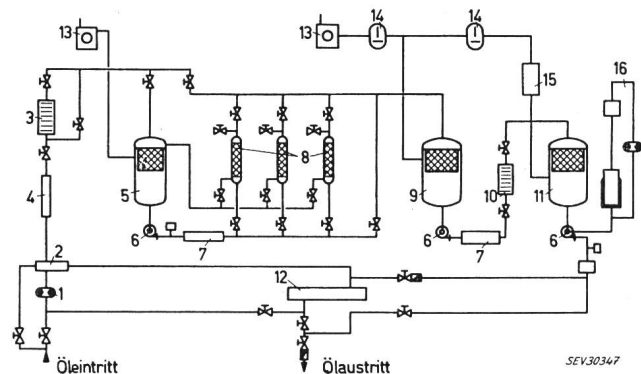


Fig. 10

Kombinierte Aufbereitungs- und Regenerierungs-Anlage

- Förderpumpe; 2 Mengenregler; 3 Filterpresse; 4 Kühler; 5 Entgasungskessel 1. Stufe; 6 Umwälzpumpen; 7 Ölwärmer 25 kW; 8 Fuller-Kessel; 9 Entgasungskessel 2. Stufe; 10 Filterpresse; 11 Entgasungskessel 3. Stufe; 12 Ölwärmer 120 kW; 13 Drehschieberpumpen $S = 100 \text{ m}^3/\text{h}$; 14 Rootspumpen $S = 1600 \text{ m}^3/\text{h}$; 15 Kondensator; 16 Inhibieranlage

öles ist ein besonderer Heizkreislauf vorgesehen, indem ein 120-kW-Ölwärmer eingeschaltet ist. Die Zahnradpumpe 1 mit einer Leistung von 9000 l/h fördert das Öl zum Mengenregler 2. An diesem kann die Ölmenge, die durch die Anklage zirkulieren soll, eingestellt werden. Der grösste Teil des Öles wird aber über den Hauptölwärmer wieder in den Transformator-kessel zurückfliessen. Der Regulierbereich der Ölmenge, die aufbereitet werden soll, erstreckt sich von 100...4000 l/h.

In der Anlage durchfliesst das Öl zuerst eine Filterpresse, in der eine mechanische Reinigung stattfindet. Der Kühler 4 gestattet es, zu heisses Öl beispielsweise bei einer Transformatorentrocknung auf die Aufbereitungstemperatur von 40...60 °C abzukühlen. Die ganze Aufbereitung muss mit einer Öltemperatur von 60 °C erfolgen, da sonst die Destillation zu gross würde. Im ersten Entgasungskessel 5 wird der grösste Teil des Wassers dem Öl entnommen. Das vorgetrocknete Öl gelangt dann in die drei parallel geschalteten Fullerkessel 8, bei denen die Filterelemente auch im Betrieb gewechselt werden können.

Zur Auswechslung der Filtercharge kann das im Kessel befindliche Öl in die erste Entgasungsstufe 5 entleert werden. Im zweiten und dritten Entgasungskessel 9 und 11 wird das Öl bis auf einen Wassergehalt von < 1 g Wasser pro t Öl und einen Begasungsdruck von $\approx 0,15$ Torr gebracht. Bemerkenswert ist der Zusatzfilter, der zwischen der 2. und 3. Stufe zur Ausscheidung eventuell mitgeschwemmter Fullererde-körner angebracht ist. In der Inhibieranlage 16 wird der Inhibitor in genau dosierter Menge dem Öl beigegeben. Während in der ersten Stufe eine Drehschieberpumpe von $s_s = 100$ m³/h arbeitet, besitzt die zweite Stufe bereits eine Kombination Rootspumpe ($s_s = 1600$ m³/h) Drehschieberpumpe ($s_s = 80$ m³/h). Die dritte Stufe ist nochmals mit einer Rootspumpe ($s_s = 1600$ m³/h) ausgerüstet, die in Kaskade zu der Pumpenanordnung für den Kessel 2 läuft. Der Ölkondensator 15 ist zum Schutze der Rootspumpe eingebaut. Das abdestillierte Öl wird dem aufbereiteten Öl wieder zugegeben. Neben den üblichen Überwachungsinstrumenten verfügt die fahrbare Regenerierungsanlage über zwei Öl-Widerstands-Messzellen, die vor und nach dem Fullerkessel eingeschaltet sind. Die spezifischen Widerstandswerte zeigen die Wirksamkeit der Fullierung an und erlauben auch, eindeutig den Zeitpunkt des Filterwechsels anzugeben. Zur Evakuierung der Transformatoren ist eine von der Ölanlage unabhängig arbeitende Pumpengruppe mit Rootspumpe ($s_s = 1000$ m³/h), Vorpumpe und Zwischenkondensator vorgesehen.

Die Hauptfrage, ob ein regeneriertes und inhibiertes Öl auch in bezug auf die elektrischen Daten und Alterung einen Vergleich mit einem Neuöl aushält, kann wie folgt beantwortet werden:

Ein Regenerat mit 0,3 % Diter. Butyl p. Kresol inhibiert darf in den meisten Fällen mit einem uninhibierten Neuöl mit normaler Alterungstendenz verglichen werden. Dabei erhält man einen Regenerationspreis von 25...30 Rp./kg Öl [2]. Für die Amortisation der Anlage werden 8 Rp./kg Öl eingesetzt.

Diese Regenerationskosten dürfen unter keinen Umständen mit dem Neuölpreis verglichen werden. Durch die kombinierte Anlage wird auch der aktive Teil des Transformators gepflegt. Diese echte Leistung am Transformator muss berücksichtigt werden.

Auch beim Einziehen von Neuölen in gealterten Transformatoren kommt man um eine Ölaufbereitung nicht herum. Will man den Ölwechsel besonders sorgfältig gestalten, so sind auch die anfallenden Alterungsprodukte aus dem Wickel in Neuöl durch Fullierung zu entfernen. Die beschriebene kombinierte Anlage eignet sich auch für die klassische Aufbereitung von Neuölen und selbst für die Trocknung ganzer Transformatoren.

Zuletzt dankt der Autor *W. Redle* und *R. Scheidegger* für ihre wertvollen Anregungen.

Literatur

- [1] *Fabre, J.* und *A. Pichon*: Processus et agents de dégradation du papier dans l'huile. Application aux transformateurs. Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques (CIGRE), 18. Session 1960, Bd. 2, Rapp. 137.
- [2] *Stoll, P.* und *R. Schmid*: Neue Erkenntnisse über die Eigenschaften der Mineralöle im Hinblick auf die Pflege von Transformatorenölen. Schweiz. Arch. angew. Wiss. Techn. 26(1960)12, S. 455...477.
- [3] *Oetjen, G. W.* und *F. Gross*: Gas- und Wasserdampf-Absorption hochsiedender Flüssigkeiten bei Drucken unter 10 Torr. Chem.-Ing.-Techn. 26(1954)1, S. 9...13.
- [4] *Kaufman, R. B., E. J. Shimanski* und *K. W. MacFadyen*: Gas and Moisture Equilibriums in Transformer Oil. Trans. AIEE I, Commun. & Electronics, 74(1955)19, S. 312...318.
- [5] *Brinkmann, K.* und *M. Beyer*: Über die Hochvakuum-Trocknung und -Entgasung von Isolierölen für Höchstspannungskabel. ETZ-A 81(1960)20/21, S. 744...749.
- [6] *Siciński, Z.*: Application de la valeur de $tg \delta$ en basse fréquence et à température supérieure à la normale à l'appréciation de la qualité des huiles minérales isolantes. Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques (CIGRE), 17. Session 1958, Bd. 2, Rapp. 137.
- [7] *Buchholz, H. H.*: Einfluss des Gasgehaltes auf das dielektrische Verhalten von Isolierölen. ETZ-A 75(1954)22, S. 763...768.
- [8] *Ölbuch*: Betriebsanweisungen für Prüfung, Überwachung und Pflege der im elektrischen Betrieb verwendeten Öle. Göttingen: Elektrizitätswirtschaft 1950. S. 128...130.
- [9] *Ericson, G.*: Testing Inhibited Transformer Oils. Asea J. 31 (1958)1/2, S. 16...20.
- [10] *Goldstein, A.*: Die Trocknung und Vakuumimprägnierung von Hochspannungs-Transformatoren. Bull. SEV 25(1961)17.

Adresse des Autors:

Prof. Dr. P. Stoll, Micafil AG, Badenerstrasse 780, Zürich 9/48.

Vakuumanwendung bei der Inbetriebnahme und Reparatur von Hochspannungstransformatoren

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 16. Mai 1961 in Zürich, von *H. Hartmann*, Baden

533.5 : 621.314.2.027.3:

1. Einleitung

Die Erhöhung der Isolierfestigkeit der Hochspannungstransformatoren durch die Vakuumbehandlung wurde auch im Elektrizitätswerkbetrieb schon frühzeitig erkannt. So erfolgte als Beispiel der Einbau einer Vakuumanlage im Kraftwerk am Löntsch, dem ersten grösseren Hochdruckwerk der Schweiz, bereits

im Jahre 1913. Diese, später auch in anderen Kraftwerken und Unterwerken fest montierten Vakuumkessel, erlaubten das Einfahren und somit die Behandlung des mit dem eigenen Kasten zusammengebauten Transformators.

Die Vakuumkessel sind aber bald für Transformatoren grösserer Leistung zu klein geworden. Man ist