

Möglichkeiten zur Beurteilung und Werterhaltung des Isolationssystems von Leistungstransformatoren im Betrieb als Maßnahme zur Lebensdauerverlängerung

P. Werle, H. Lohmeyer, J. Wohlfarth
ABB Transformatoren GmbH, Halle

Kurzfassung

Leistungstransformatoren werden an den Knotenpunkten aller elektrischen Energieversorgungs- und Verteilungsnetze eingesetzt, wodurch diese Betriebsmittel eine besondere Relevanz und strategische Bedeutung erlangen. Eine optimierte Verfügbarkeit und Betriebsführung ist dabei entscheidend abhängig vom Zustand des in der Regel verwendeten Öl-Papier-Isoliersystems, welches infolge von Luftsauerstoff, erhöhten Temperaturen sowie durch metallische Katalysatoren und Feuchtigkeit einer beschleunigten Alterung unterliegt. Dies sind unter anderem die Gründe dafür, weshalb im Entwurf der VDE-Norm 0370 Teil 2 strengere Richtlinien und Grenzwerte als bisher bezüglich der Überwachung und Wartung von Isolierölsystemen in elektrischen Betriebsmitteln definiert sind.

In diesem Beitrag wird daher auf Methoden eingegangen, die in der Praxis erfolgreich angewendet werden konnten, um basierend auf einer Bewertung des Öl-Papier-Isoliersystems eine signifikante Zustandsverbesserung der Isolierung herbeizuführen, was letztlich die verbleibende Lebensdauer des gesamten Betriebsmittels verlängert und somit sowohl unter ökonomischen Gesichtspunkten als auch unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit zweckmäßig ist.

1. Einleitung

Transformatoren gehören zu den kostenintensivsten und relevantesten Komponenten in Energieübertragungs- und Verteilungssystemen, wobei ein Großteil dieser Komponenten, wie die Statistik eines deutschen Energieversorgungsunternehmens (EVU) in Bild 1 zeigt [1], seit 30 und mehr Jahren im Betrieb ist und nur sporadischen Kontrollen unterworfen wird.

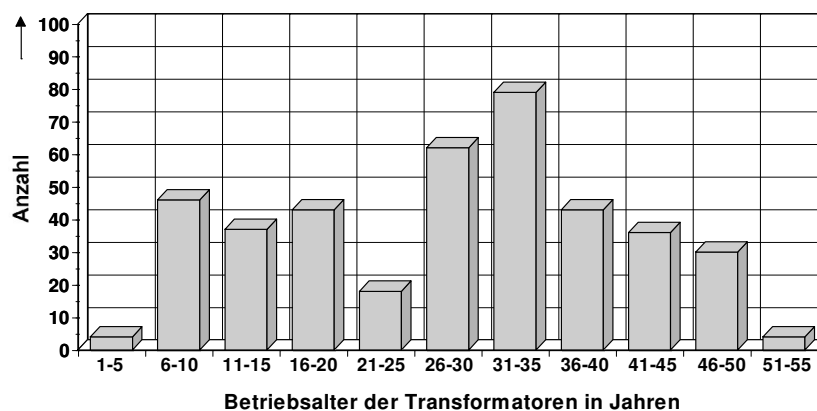


Bild 1: Altersstruktur eines deutschen EVUs

Beachtet werden muss dabei, dass mit zunehmendem Alter der Transformatoren auch eine Zunahme der Fehlerrate einhergeht [2], wobei diese wiederum umso größer ist, je höher die Spannungsebene ausfällt, auf welcher der Transformator betrieben wird [3]. Wie Bild 2 zeigt sind hier insbesondere die Fehlerraten für den Aktivteil und Stufenschalter zu berücksichtigen, da in 75 % aller Fehlerfälle der Aktivteil bzw. der Stufenschalter involviert ist.

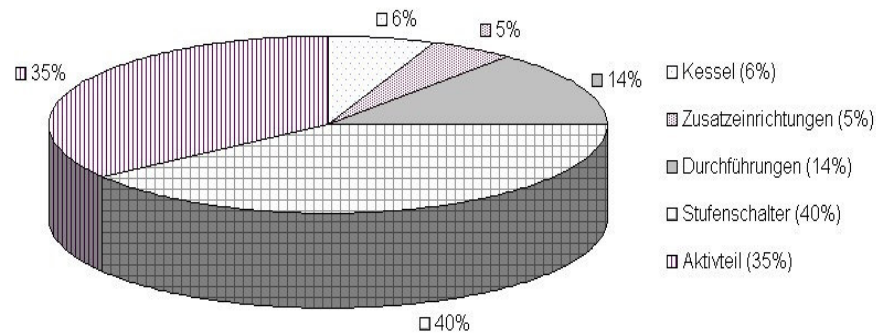


Bild 2: Fehlerraten von Transformatorkomponenten

Während Schäden am Stufenschalter oftmals in kurzer Zeit vor Ort reparabel sind, können Schäden am Aktivteil häufig nur im Werk behoben werden, so dass der Transformator für mehrere Monate vom Netz zu nehmen ist. Um dies zu verhindern erfolgen zeit- oder zustandsorientierte Kontrollmaßnahmen mit dem Ziel eine Abschätzung über die noch zu erwartende Lebensdauer dieser Geräte oder den momentanen Zustand des Isolierungssystems zu geben, welches zu den wesentlichsten Bestandteilen von Transformatoren zählt, um die Betriebssicherheit und Funktionstüchtigkeit zu gewährleisten.

Basierend auf den Diagnosen können dann rechtzeitig Maßnahmen eingeleitet werden, um weiterführende Schäden, die oftmals mit hohen Kollateralkosten verbunden sind, zu vermeiden. Durch solche lebensdauerverlängernden Maßnahmen wird letztlich die Wirtschaftlichkeit z. B. durch die Minimierung von Neuinvestitionen verbessert, was infolge der Liberalisierung und Deregulierung der Energiemärkte, wie sie zur Zeit in vielen Ländern weltweit erfolgt, bei den Betreibern einen besonderen Stellenwert einnimmt. Möglichkeiten zur Zustandsbeurteilung und Verbesserung des Isoliersystems sind daher notwendig, um die genannten Ziele zu erreichen und sollen daher nachfolgend eingehender Erörterung finden.

2. Zustandsbeurteilung des Isoliersystems

Das Isoliersystem von flüssigkeits-feststoffisolierten Leistungstransformatoren besteht in der Regel aus einem Öl-Papier-Dielektrikum, wenngleich mittlerweile zunehmend verschiedene Ersatzflüssigkeiten wie synthetische oder natürliche Ester verwendet werden [4]. Statt des in der Regel benutzten Kraftpapiers, welches zu etwa 90 % aus Zellulose besteht, das ein Polykondensationsprodukt aus Glucose-Einheiten (Traubenzucker) ist, kommen auch so genannte Thermally Upgraded Paper zum Einsatz, die insbesondere im amerikanischen Markt Verbreitung gefunden haben. Bei diesem Isolierstoff werden an den Glukose-Einheiten bzw. Glucoseringen weitere Molekülgruppen wie Cyanoethylen oder Dicyandiamid gebunden, wodurch die Zellulose thermisch stabilisiert wird. Ferner erfolgt oftmals der Überzug mit einem Epoxidharz, um die thermische sowie die Alterungsstabilität zu

verbessern, wobei nach der Fertigstellung der Isolierung das Isoliermaterial erwärmt wird, so dass das Epoxidharz aushärtet.

Anstatt der Zellulose kann jedoch auch ein synthetisiertes Fasermaterial Verwendung finden, wie beispielsweise das unter dem Namen Nomex bekannte Material der Firma DuPont [5], bei welchem die Fasern aus aromatischen Polyamiden bzw. Polyaramiden aufgebaut sind. Die fertige Isolierung wird aus Fasern und Flocken des Materials hergestellt, die miteinander auf eine spezielle Art verwoben werden, so dass diverse mechanische Eigenschaften realisierbar sind. Solche Materialien können dann bis zu Temperaturen von über 200 °C eingesetzt werden, ohne eine signifikante Alterungsrate aufzuweisen. Da derartige Isolierstoffe jedoch im Vergleich zum normalen Kraftpapier kostenintensiver sind, werden sie im Allgemeinen nur dort eingesetzt, wo eine geringe Baugröße des Transformators verbunden mit hoher thermischer Überlastbarkeit von Bedeutung ist, wie dies beispielsweise bei Traktionstransformatoren in Lokomotiven der Fall sein kann.

Nachfolgend soll aber vor allem das in Deutschland überwiegend eingesetzte Öl-Papier-Mischdielektrikum betrachtet werden, wenngleich einige der erläuterten Verfahren universell einsetzbar und somit auf beliebige Isolierstoffkombinationen anwendbar sind.

2.1 Möglichkeiten zur ganzheitlichen Zustandsbewertung

Ein ganzheitliche Bewertung des Isoliersystemzustandes erfolgt oftmals im ersten Schritt durch eine Gas-in-Öl Analyse (DGA, Dissolved Gas Analysis), bei welcher bestimmte Gase einer vor Ort entnommenen Isolierölprobe extrahiert werden. Im Wesentlichen werden dabei die Gase

- Sauerstoff (O_2)
- Stickstoff (N_2)
- Kohlenmonoxid (CO)
- Kohlendioxid (CO_2)
- Wasserstoff (H_2)
- Methan (CH_4)
- Ethan (C_2H_6)
- Ethen (C_2H_4)
- Ethin (C_2H_2)

sowie manchmal auch zusätzlich

- Propan (C_3H_8)
- Propen (C_3H_6)

betrachtet, wobei vor allem Sauerstoff, Wasserstoff und Methan zu den schlecht löslichen Gasen gehören.

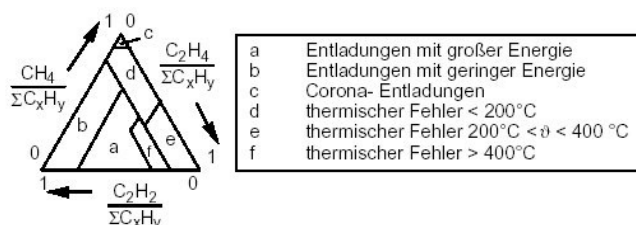


Bild 3: Interpretation der Fehlgase nach Duval

Die Fehlergase können mit unterschiedlichen Kriterien wie z. B. wie dem MSS-Kriterium nach Müller, Schliesing und Soldner [6], nach den Kriterien von Rogers [7] oder nach dem Interpretationsschema von Duval [8] evaluiert werden, um auf Fehler im Transformator schließen zu können. Wie aus dem in Bild 3 dargestellten Verfahren nach Duval ersichtlich, werden dabei Quotienten von Kohlenwasserstoffverbindungen betrachtet, um zu erkennen, ob die Fehlergase infolge eines elektrischen oder eines thermischen Fehlers entstanden sind. Entsprechend dem Auswerteverfahren des VDE-Standards 0370 / 7 bzw. der IEC-Norm 60599 sind folgende Fehlerarten zu differenzieren:

- Elektrische Fehler:
 - Teilentladungen
 - Entladungen niedriger Energie
 - Entladungen hoher Energie
- Thermische Fehler:
 - Überhitzungen kleiner als 300 °C
 - Übertemperaturen zwischen 300 und 700 °C
 - Heißstellen mit Temperaturen über 700 °C

Basierend auf einer solchen Auswertung ist es dann möglich zunächst weitere Messungen durchzuführen, um den Fehlerort besser lokalisieren zu können, damit dann ggf. Maßnahmen zur Fehlerbeseitigung eingeleitet werden können. So ist beispielsweise bei der Indikation "elektrischer Fehler, Teilentladungen" eine Teilentladungsmessung sinnvoll, die möglichst während des Betriebs erfolgen sollte, um realistische Randbedingungen vorzufinden. Dazu wurden mittlerweile geeignete Verfahren entwickelt, die basierend auf einer breitbandigen Messung sowohl eine Ortung der Teilentladungsquelle als auch eine Bestimmung der scheinbaren Ladung erlauben [9], unter Berücksichtigung der Problematik dass breitbandige Messungen von Störsignalen, die vor Ort auftreten, beeinträchtigt werden können, so dass entsprechende Signalverarbeitungsmethoden notwendig sind, um Nutz- und Störsignale voneinander zu trennen [10].

Bei thermischen Fehlern können hingegen beispielsweise thermografische Aufnahmen weiterhelfen, um Überhitzungen zu erkennen, was in Bild 4 exemplarisch dargestellt ist.



Bild 4: Thermografie an einem Transformator im Betrieb

Wie aus Bild 4 hervorgeht bestehen durchaus signifikante Temperaturdifferenzen am Transformator, wobei neben dem Temperaturengradienten im Inneren des Transformators auch äußere Einflüsse beachtet werden müssen, wie z. B. die Erwärmung durch Sonneneinstrahlung, wie diese im vorliegenden Beispiel im oberen Drittel des Transformators erfolgte. Besondere Heißstellen würden jedoch trotzdem erkannt, sofern diese eine Temperaturerhöhung der Transformatoroberfläche zur Folge hätten, was aber nicht immer der Fall sein muss.

2.2 Möglichkeiten zur Zustandsbeurteilung der Feststoffisolierung

Das in der Regel verwendete Isolierpapier besteht wie vorher erwähnt zu etwa 90 % aus Zellulose und zu etwa 3 bis 7 % aus Lignin (Holzstoff) und Pentosanen (Polyaldopentosen), wobei die die Zellulose bildenden Glucose-Einheiten kettenförmig miteinander verknüpft sind, was in Bild 5 veranschaulicht ist [11].

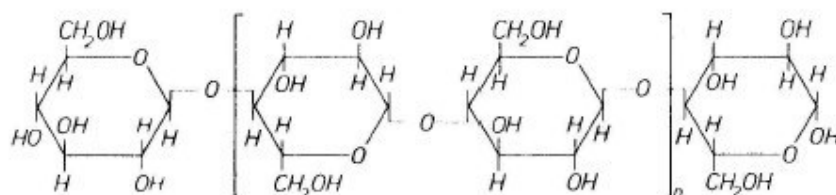


Bild 5: Strukturformel der Zellulose

Die durchschnittliche Anzahl der kettenförmig miteinander verbundenen Einheiten je Zelluloseeinheit wird als durchschnittlicher Polymerisationsgrad (DP) bezeichnet, welcher bei der für die Papierherstellung benötigten Alpha-Zellulose etwa 2000 beträgt [11]. Neues Isolierpapier weist hingegen nach der Herstellung einen DP-Wert von ca. 1200 auf, der durch die Trocknung auf ca. 1000 absinkt. Während des Betriebs sinkt der DP-Wert durch Kettenbruch weiter ab, bis schließlich ein DP-Wert von ca. 200 erreicht wird, bei dem das Papier seine mechanische Festigkeit komplett verloren hat. Für den Abbau der Zellulose werden im Wesentlichen die drei Mechanismen

- thermischer,
- oxidativer und
- hydrolytischer Abbau

unterschieden, die in der Regel parallel ablaufen, wobei je nach Betriebsbedingungen auch eine Abbauart bevorzugt stattfindet.

Beim thermischen Abbau werden die glycosidischen Verbindungen infolge erhöhter Temperaturen bis 200°C aufgespalten, wobei neben einzelnen Glucose-Einheiten auch Kohlenstoffoxide und Wasser entstehen.

Beim oxidativen Abbau führt die Anwesenheit von Sauerstoff zu einer Oxidation der Glucose-Einheiten, wobei Hydroxyl-Gruppen zu Carbonyl- und Carboxyl-Gruppen oxidieren, was Bindungsdestabilisierend wirkt und zum Kettenbruch führt, bei welchem wiederum Wasser entsteht.

Der hydrolytische Abbau bewirkt ebenfalls eine Spaltung der glycosidischen Bindungen infolge von Wasser und Säure, wobei Glucosemoleküle unter anderem zu Furfurol (2-FAL)

abgebaut werden. Gleichzeitig entstehen mit der Bildung jedes Furfurol-Moleküls drei Wassermoleküle, welche wiederum zur Einleitung des Abbauprozesses verwendet werden können, so dass sich ein autokatalytischer Alterungsprozess bildet, der sich selbst beschleunigt.

Um die Alterung des Papiers von außen beurteilen zu können, werden die bei der Degradation des Papiers entstehenden Abbauprodukte betrachtet, die im Öl gelöst sind. Das bei einer DGA festgestellte Verhältnis von Kohlendioxid zu Kohlenmonoxid kann beispielsweise einen erhöhten Papierabbau nachweisen, was auch in den Normen VDE 0370 / 7 bzw. IEC 60599 beschrieben ist. Eine genauere Ermittlung des DP-Werts ist hingegen mit einer Furananalyse möglich, bei welcher mittels Hochdruckflüssigkeitschromatographie (HPLC) der Furfurolgehalt bestimmt werden kann. Dieser steht in einer direkten Korrelation zum DP-Wert des Papiers, was Bild 6 qualitativ andeutet, so dass der Durchschnitts-Polymerisationsgrad ermittelbar wird [12].

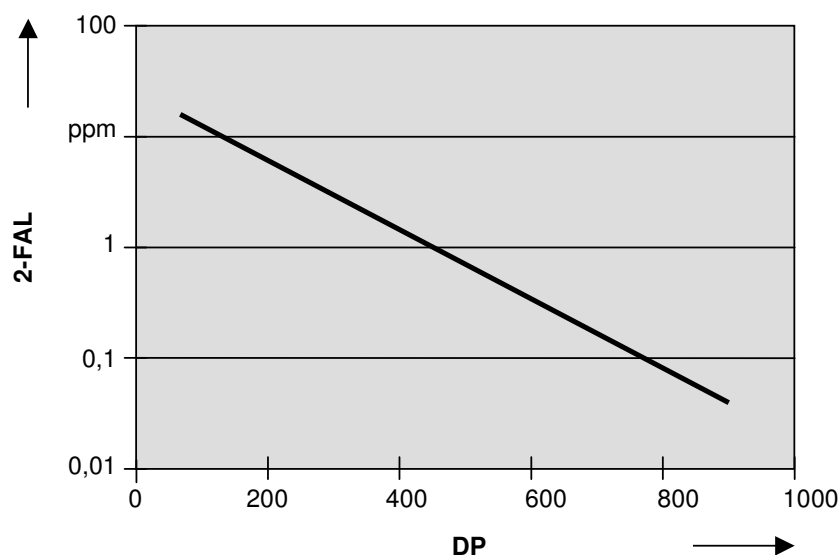


Bild 6: Qualitative Korrelation zwischen DP und 2-FAL Konzentration

Als Beispiel sei erwähnt, dass bei einem 20 Jahre alten 40 MVA / 110 kV / 10 kV Transformator mittels der Furananalyse die Berechnung eines DP-Wertes von 500 stattfand, welcher bei einer anschließenden Werksreparatur bestätigt wurde. Hierbei erfolgte die Entnahme von Papierproben zur direkten Bestimmung des Polymerisationsgrades, wobei für die Regelwicklung ein DP-Wert von 503, für die OS-Stammwicklung ein Wert von 468 und für die thermisch besonders belastete US-Wicklung ein Wert von 364 ermittelt wurde.

2.3 Möglichkeiten zur Zustandsbeurteilung der Isolierflüssigkeit

Zur Beurteilung der Isolierölqualität können im Wesentlichen die in den Normen VDE 0370 / 2 bzw. IEC 60422 definierten Parameter wie

- Farbzahl
- Reinheit
- Trübung
- Vorhandensein fester Fremdstoffe

- Grenzflächenspannung
- Azidität
- Wassergehalt
- Durchschlagspannung
- Dielektrischer Verlustfaktor

Anwendung finden, wobei die Kenngrößen voneinander nicht unabhängig sind. Erhöht sich beispielsweise der Wassergehalt, hat dies auch eine Verringerung der Durchschlagspannung zur Folge, sofern die Temperatur des Öl konstant gehalten wird.

Der derzeitige Standard VDE 0370 / 2 ist seit 1978 gültig und definiert relativ moderate Richtwerte verbunden mit knappen Empfehlungen, weshalb dieser Standard voraussichtlich noch 2004 durch die wörtliche Übersetzung der IEC-Norm 60422 ersetzt werden wird, welche eine wesentlich umfangreichere Analytik und daraus abgeleitete Maßnahmen beschreibt. Der Grund für die Revision dieser Norm liegt nicht zuletzt darin, dass Experten die Relevanz des Isolieröls, sowie die Folgen, die ein gealtertes Isolieröl auf die Festigkeit aber auch die weiteren Eigenschaften des Öl-Papier-Dielektrikum hat, neu bewertet haben. Daher sind wesentliche Grenzwerte in der IEC 60422 deutlich restriktiver als in der derzeitigen VDE-Norm 0370 / 2. In der IEC 60422 werden beispielsweise die Transformatoren entsprechend den Nennspannungsebenen U_n in folgende 4 Kategorien unterteilt

- $U_n \leq 72,5 \text{ kV}$
- $72,5 < U_n \leq 170 \text{ kV}$
- $170 < U_n \leq 400 \text{ kV}$
- $U_n > 400 \text{ kV}$,

so dass Grenzwerte für die einzelnen Kategorien unterschiedlich angepasst werden können. Beispielsweise ist der zulässige Wert für die Azidität oder Neutralisationszahl für Leistungstransformatoren mit einer Nennspannung bis 72,5 kV mit $0,3 \text{ mg}_{\text{KOH}} / \text{g}_{\text{Öl}}$ definiert, während bei Nennspannungen über 72,5 kV ab einer Azidität von $0,15 \text{ mg}_{\text{KOH}} / \text{g}_{\text{Öl}}$ Maßnahmen empfohlen werden. In der derzeitigen VDE-Norm 0370 / 2 wird hingegen der zulässige Grenzwert für die Neutralisationszahl (NZ) mit $0,5 \text{ mg}_{\text{KOH}} / \text{g}_{\text{Öl}}$ festgelegt, was deutlich über den Werten in der IEC 60422 liegt. Ähnliches gilt für den dielektrischen Verlustfaktor, der nach der VDE-Norm den Wert 1 nicht überschreiten darf, während diesbezüglich in der IEC 60422 ein Wert von 0,5 für Nennspannungen bis 170 kV bzw. 0,2 für Spannungsebenen über 170 kV empfohlen wird. Eine derartige Veränderung der Grenzwerte ist unter anderem auch in Bezug auf die Wechselwirkung zwischen flüssiger und fester Isolierung im Transformator sinnvoll, da beispielsweise eine erhöhte Azidität das Papier ungleich stärker angreift und so zur Degradation der Papierisolierung entscheidend beitragen kann, was in Bild 7 veranschaulicht ist [13].

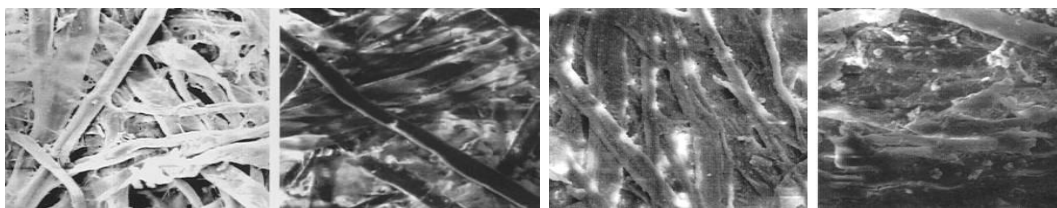


Bild 7: Veränderung der Zellulosestruktur in Abhängigkeit vom Säuregehalt des Öles
(NZ: 0,05; 0,1; 0,2, 0,3 $\text{mg}_{\text{KOH}} / \text{g}_{\text{Öl}}$ von links nach rechts)

Wie in Bild 7 zu erkennen, führt die nach der derzeit gültigen VDE-Norm noch akzeptable Azidität von $0,3 \text{ mg}_{\text{KOH}} / \text{g}_{\text{OI}}$ schon zu einem fortgeschrittenen Zerstörungsgrad der Zellulose, welcher verhindert werden sollte, um die Restlebensdauer des Isoliersystems nicht zu verkürzen.

Infolge der genannten Empfehlungen, die das Ziel der Sicherstellung einer adäquaten Isolierölqualität im Betrieb verfolgen, werden insbesondere auch Maßnahmen zur Zustandsverbesserung des Isolieröls, d. h. Maßnahmen, die es erlauben die unzureichenden Kennwerte eines Isolieröls wieder in einen akzeptablen Bereich zu führen, zukünftig an Bedeutung gewinnen, weshalb im Folgenden auf derartige Verfahren eingegangen werden soll.

3. Maßnahmen zur Lebensdauererlängerung des Öl-Papier-Dielektrikums

Wie in den vorhergehenden Abschnitten dargelegt wurde, kann eine Verlängerung der Lebensdauer des Öl-Papier-Dielektrikums erreicht werden, in dem eine signifikante Verringerung der Isolierölqualität vermieden und insbesondere der Wassergehalt in der Isolierung, welcher die Alterung entscheidend beeinflusst, möglichst gering gehalten wird. Verfahren, die das Erreichen dieser Ziele unterstützen können, ohne den Betrieb des Transformators zu beeinträchtigen, werden im Weiteren erörtert, wobei die Effizienz der Methoden an Beispielen aus der Praxis belegt wird.

3.1 Ölregeneration

Wenn sich der Alterungszustand des Isolieröls derart verschlechtert hat, dass die erwähnten Isolierölkenngrößen nicht weiter akzeptable Werte annehmen, wird oftmals der Tausch der Ölfüllung gegen Neuöl erwogen. Da beim Ablassen des Betriebsöls jedoch nicht alle Alterungsprodukte entfernt werden können, erfolgt mit dem Öltausch meist nur eine kurzfristige Verbesserung des Isoliersystems, weshalb dieses Verfahren nur bedingt empfehlenswert ist.

Eine sinnvolle Alternative liegt in der Ölregenerierung, d. h. der annähernden Wiederherstellung von Neuöleigenschaften, da durch diese Art der Ölaufbereitung ein Reinigungseffekt am Aktivteil hervorgerufen wird, der die Nachhaltigkeit der Maßnahme verbessert und somit die Lebenserwartung des Isoliersystems erhöht. Das grundlegende Funktionsprinzip zeigt Bild 8, aus dem hervorgeht, dass das Isolieröl am Transformator entnommen wird und durch eine Filteranlage läuft bevor es schließlich nach einer Entgasung wieder in den Transformator gelangt.

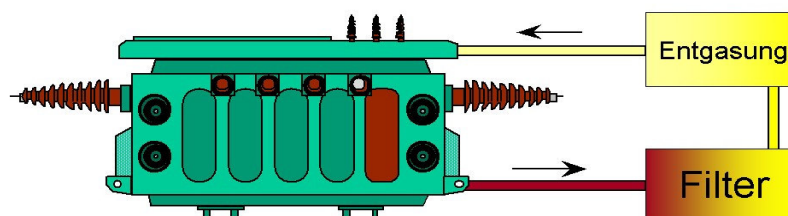


Bild 8: Funktionsprinzip der Ölregeneration

Bei dem Verfahren werden die im Isolieröl gelösten oder frei schwebenden Alterungsprodukte der Zellulose und des Öls in Vor- und Hauptfiltern gefiltert, adsorbiert bzw. chemisch gebunden, wobei durch eine zusätzliche Vakuumbehandlung des Isolieröls eine Entgasung und Trocknung des Öls erfolgt. Durch vielfache Wiederholung des Prozesses gewinnt das gesamte Öl seine anfängliche Qualität nahezu zurück, wobei außerdem abgelagerte Alterungsprodukte gelöst und somit der gesamte Aktivteil gespült werden.

Als Hauptfilter kommt so genannte Fullererde zum Einsatz, wobei durch die Auswahl eines optimalen Materials und einer Technologie zur Regenerierung dieser Erde, diese nun einige hundertmal wiederverwendbar ist, so dass das vorgestellte System auch unter ökologischen Aspekten optimiert wurde.

Da das Isolieröl durch die Behandlung und den vorangegangenen Alterungsprozess bereits einen Großteil seiner natürlichen Alterungshemmer (Inhibitoren) verloren hat, wird nach Abschluss des Prozesses ein synthetischer Inhibitor zur Oxidationshemmung hinzugegeben. Dafür können beispielsweise aminische Verbindungen wie Phenyl-alpha-naphthyl-amin (PAN) oder phenolische Substanzen wie 2,6 Ditertiär-butyl-para-cresol (DBPC) verwendet werden, wobei in der Praxis häufig der Einsatz von DBPC erfolgt, welches in einer Konzentration von 0,3 Masseprozent hinzugegeben wird.

Ferner ist zu beachten, dass durch die Filterung und Entgasung dem Öl die vorher gelösten Fehlgase entzogen werden, was bei nachfolgenden Gas-in-Öl oder Furananalysen entsprechend berücksichtigt werden muss.

Die bei dem beschriebenen Prozess kontinuierliche Verbesserung der Ölqualität ist auch optisch erkennbar, wie Bild 9 belegt, bei welchen ein Isolieröl mit der anfänglichen Farbzahl 7 nach der Regenerierung die Farbzahl 1 aufweist und daher optisch von Neuöl nicht zu unterscheiden ist.



Bild 9: Optische Verbesserung des Isolieröls infolge der Ölregeneration

Die bei ABB zum Einsatz kommende mobile Anlage, die in Bild 10 dargestellt ist, wurde auf einem Trailer untergebracht und bietet dem einköpfigen Bedienpersonal zudem einen Aufenthalts- und Laborraum, in welchem wesentliche Ölparameter bestimmt werden können, wie z. B. die Farbzahl, die Neutralisationszahl, die Grenzflächenspannung, der Wassergehalt sowie die Durchschlagsspannung.



Bild 10: Ölregenerierungsanlage im Einsatz

Je nach Ölmenge und Grad der Alterung wurden Einsätze von einer bis acht Wochen erfolgreich realisiert, wobei Tabelle 1 einige typische Ölkennwerte vor und nach der Ölregenerierung zeigt.

	Farbe L	Azidität [mg _{KOH} / g _{Öl}]	Grenzflächenspannung [mN / m]
Vorher	5,5	0,21	19,7
Nacher	2	0,02	40,9
Nach 12 Monaten	2,5	0,03	37,7
Nach 30 Monaten	2,5	0,03	32,7

Tabelle 1: Veränderung von Isolierölkenngrößen infolge einer Ölregeneration

Wie Tabelle 1 zu entnehmen ist, kann durch die Ölregeneration eine signifikante Verbesserung der Ölkennwerte erfolgen, so dass das Öl wieder nahezu Neuölqualität aufweist. Zudem ist die Nachhaltigkeit des Verfahrens ersichtlich, da die Parameter selbst nach 2,5 Jahren noch adäquate Werte aufweisen, wenngleich zu erkennen ist, dass eine erneute, jedoch deutlich verlangsamte Alterung eingesetzt hat. Wesentlich für die Zustandverbesserung der Gesamtisolation des Transformators ist jedoch die Tatsache, dass der Einfluss saurer Bestandteile aus dem Öl, gekennzeichnet durch die Azidität, nachhaltig reduziert wurde.

3.2 Kontinuierliche Trocknung

Um den Wassergehalt im Öl-Papier-Isoliersystem zu verringern gibt es unterschiedliche Methoden der Trocknung, wobei im Wesentlichen zwischen kontinuierlichen und direkten Trocknungsverfahren unterschieden werden kann. Bei den direkten Verfahren wird das Öl abgelassen und separat getrocknet, während der Aktivteil mit Vakuum und Wärme behandelt wird. Bei derartigen Verfahren kann es ja nach Größe und Wassergehalt des Transformators aber zu längeren Betriebsausfallzeiten kommen, die oftmals nicht erwünscht sind und zusätzliche Kosten verursachen können. Ferner besteht bei solchen Verfahren der Nachteil, dass der Feststoffisolation in relativ kurzer Zeit unter Umständen eine beachtliche Menge an Wasser entzogen wird, so dass es zu einer signifikanten Reduzierung der Wicklungspressung kommt, die ein Nachspannen der Wicklungsblöcke eigentlich erforderlich macht. Da das Nachspannen der Wicklungen bei einer derartigen Trocknung vor Ort jedoch oftmals nicht möglich ist, kann eine solche Trocknung die Kurzschlussfestigkeit entscheidend beeinträchtigen, so dass der Zustand des Transformators letztlich nicht verbessert wird, sondern eher eine Reduzierung der Betriebssicherheit erfolgt.

Weiterhin muss auch berücksichtigt werden, dass eine solche Trocknung in der Regel an älteren Transformatoren durchgeführt wird, die im Laufe der Betriebsjahre je nach Isolationsgewicht und Feuchtegehalt einige 100 l Wasser aufgenommen haben und somit auch einer entsprechenden hydrolytischen Alterung unterlagen, so dass der DP-Wert der Feststoffisolation oftmals nur noch im Bereich von 400 bis 500 liegt, welcher durch die direkte Trocknung nochmals erniedrigt werden kann, so dass die mechanische Stabilität des Papiers in einen Grenzbereich kommt.

Aus den genannten Gründen ist es daher oftmals sinnvoller und effektiver eine

kontinuierliche Trocknung des Öl-Papier-Isoliersystems während des Betriebs durchzuführen, wobei ein Teilvolumen des Öls permanent im Bypass getrocknet und anschließend wieder dem System zugegeben wird. Durch diese kontinuierliche Trocknung des Öls erfolgt auch eine Trocknung des Papiers, da dieses Wasser an das permanent getrocknete Öl abgeben kann und somit selbst an Feuchte verliert, d. h. das Öl wird bei einem solchen Trocknungsverfahren als Wassertransportmedium verwendet.

Da dieser Prozess langsam und kontinuierlich erfolgt, kommt es auch nicht zu einer Reduktion der Wicklungspressung, weil jedes entfernte Wassermolekül quasi durch ein Ölmolekül ersetzt wird.

Ein Großteil dieser kontinuierlichen Trocknungssysteme beeinflusst jedoch die DGA, weshalb in Zusammenarbeit mit dem Schering-Institut für Hochspannungstechnik der Universität Hannover und der Firma Karberg & Hennemann in Hamburg ein neues kontinuierliches Trocknungsverfahren entwickelt und erprobt wurde, welches diesen Nachteil nicht aufweist [14]. Das Funktionsprinzip dieses Systems beruht dabei auf dem Feuchtigkeitsgleichgewicht zwischen den festen und flüssigen Isolierstoffen, wie es in Bild 11 dargestellt ist [15].

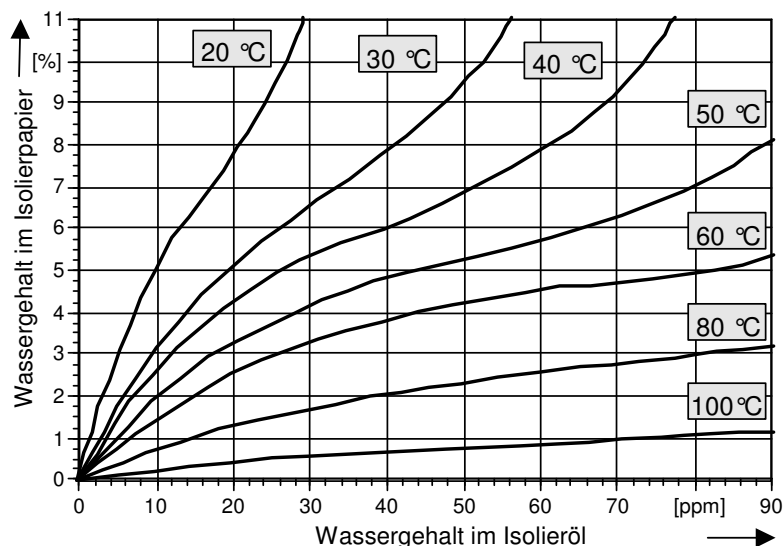


Bild 11: Gleichgewichtszustand zwischen Wasser in der Zellulose und Wasser im Isolieröl

Bei höheren Temperaturen geht entsprechend Bild 11 Wasser von der Zellulose in das Isolieröl über, während es bei niedrigeren Temperaturen wieder von den Feststoffen adsorbiert wird. In einem betriebswarmen Transformator befindet sich also relativ viel Wasser im Öl, während es im kalten Zustand vom Isolierpapier aufgenommen wird.

Dies wird in dem neuen System zur Trocknung eingesetzt, indem die warme und feuchte Isolierflüssigkeit des Transformators in einem kontinuierlichen Prozess dem Transformator-kessel entnommen, abgekühlt und einer geeigneten, gekühlten Zellulosefilterpatrone zugeführt wird, wo das Isolieröl Wasser abgibt. Wird die derart aufbereitete Isolierflüssigkeit wieder in den Transformator zurückgeführt, erwärmt sie sich dort und wird somit mit Wasser untersättigt, so dass sie nun Wasser aus der Feststoffisolation aufnimmt, um wieder einen Gleichgewichtszustand herbeizuführen, wodurch eine Trocknung des Papiers erfolgt.

Um die Isolierflüssigkeit sowie die Filterpatrone zu kühlen, wie es zum Erreichen einer optimalen Trocknung und Aufnahmekapazität des Filters notwendig ist, wird das

Filtergehäuse, in welchem die Filterpatrone installiert wird, gekühlt. Hierzu erfolgt das Einbringen der Isolierflüssigkeit, wie in Bild 12 schematisch dargestellt, bevor diese durch die Filterpatrone gepumpt wird, in einen zweiten Kreislauf, in dem die Isolierflüssigkeit als Kälteträger eingesetzt wird, so dass durch diesen Kreislauf, in dem ein Kühlaggregat integriert ist, eine konstante Temperatureinstellung der Isolierflüssigkeit und des Filters von unter 3 °C erfolgt.

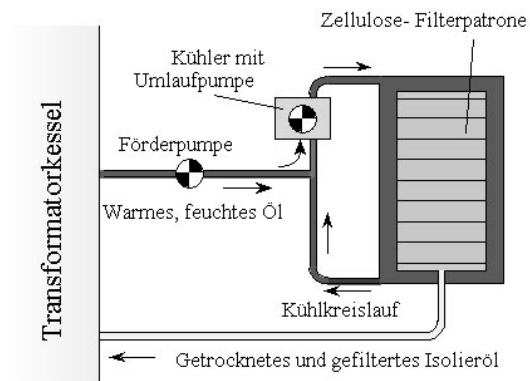


Bild 12: Funktionsprinzip der kontinuierlichen Trocknungsanlage

Die Anwendung der Anlage in der Praxis zeigt Bild 13, wobei das System in diesem Fall in unmittelbarer Nähe zum Transformator installiert wurde.



Bild 13: Trocknungsanlage im Betrieb

Die Anlage ist mit mechanischen und Magnet-Absperrventilen versehen, so dass die Re-Injektion des bereits abgeschiedenen Wassers aus der Filterpatrone zurück in den Transformator sicher vermieden wird. Um die Effizienz der Trocknung jederzeit zu bestimmen und den Betriebsablauf der Anlage optimal an das aktuelle Betriebsverhalten des damit ausgerüsteten Transformators zu adaptieren wird die Temperatur sowie der Wassergehalt, der in die Anlage eintretenden sowie der aus der Anlage austretenden Isolierflüssigkeit, kontinuierlich gemessen. Die Bewertung dieser Parameter sowie aller

anderen, das Betriebsverhalten beeinflussenden Kenngrößen geschieht in der zentralen Steuereinheit, die zusätzlich die Messwerte speichert und diese – kontinuierlich oder auf Anforderung – an eine Leitstelle über Mobil- oder Festnetz weiterleitet.

In Bild 14 ist exemplarisch die Summe des aus einem Transformator entzogenen Wassers in Abhängigkeit von der Zeit dargestellt, woraus ersichtlich wird, dass die Extraktion des Wassers nicht kontinuierlich geschieht, was durch die variable Durchflussmenge durch die Anlage zu begründen ist, welche sich in Abhängigkeit von den äußerlich einwirkenden Betriebsparametern ausbildet.

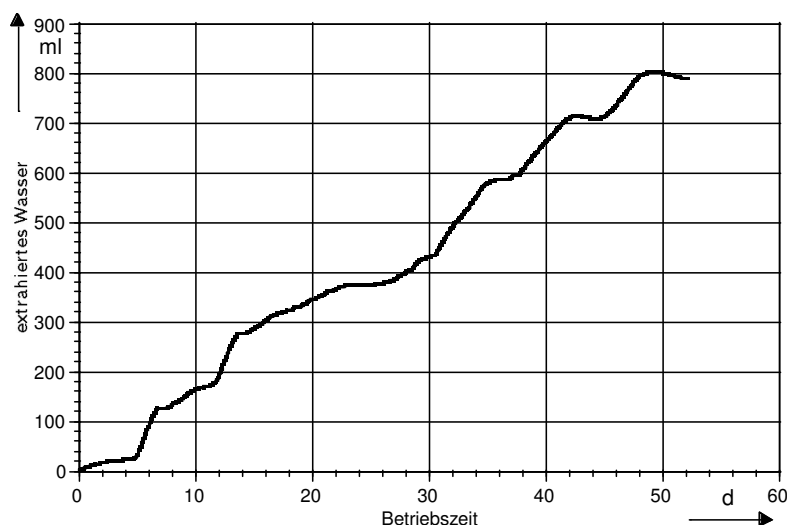


Bild 14: Durch die Anlage entzogenes Wasser in Abhängigkeit von der Betriebsdauer

Mit Hilfe dieser Anlage konnte selbst bei einem Transformator, dessen Öltemperatur nur etwa 40°C betrug, so dass das Öl nicht viel Feuchtigkeit aus der Feststoffisolation aufnehmen konnte, innerhalb von etwa 6 Monaten ein Wassergehalt im Öl von 45 ppm auf 13 ppm reduziert werden, so dass die Durchschlagsspannung von 24,5 kV auf 46,8 kV erhöht wurde. Durch den fortlaufenden Betrieb der Anlage kann somit eine geringe Ölfeuchte bei gleichzeitiger Reduktion der Papierfeuchte ermöglicht werden, was einen lebensdauer-verlängernden Einfluss auf das Isoliersystem hat.

4. Zusammenfassung

Mit der sich aus Liberalisierung und Deregulierung ergebenden Notwendigkeit zur effizienten Nutzung der zur Verfügung stehenden Betriebsmittel erlangt auch die Frage der Betriebssicherheit und Lebensdauer von Leistungstransformatoren zunehmende Bedeutung. Die Notwendigkeit geeigneter Verfahren zur Erfüllung dieser Anforderungen ergibt sich dabei zusätzlich aus dem Alter der aktuell eingesetzten Transformatoren, die vielfach die nominelle Betriebszeit bereits erreicht oder sogar überschritten haben.

In diesem Beitrag wurden daher Methoden zur Zustandsbewertung und Verbesserung des Öl-Papier-Dielektrikums vorgestellt, wobei die Effizienz der innovativen Maßnahmen an Beispielen aus der Praxis belegt wurde. Die erwähnten Verfahren erlauben an Betriebsölen die Wiederherstellung von Neuöleigenschaften sowie die kontinuierliche Trocknung des Öl-Papier-Isolierungssystems, wodurch eine Erhöhung der Restlebensdauer und der Betriebs-

sicherheit erreicht werden kann. Dies trägt letztlich dazu bei die Anlagen wirtschaftlicher zu betreiben, indem eine Minimierung von Neuinvestitionen erfolgt.

Literatur

- [1] Stach, M.
Betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte im Asset-Management im Zeitalter der Fusionen
Micafil Symposium, Stuttgart, 2002, Beitrag 4
- [2] Bengston, C.; Persson, J.-O.; Svenson, M.
Replacement and Refurbishment Strategies Transformer Populations
CIGRÉ Colloquium, Dublin, 2001, SC 12.20
- [3] Bossi, A. et. al.
An International Survey of Failures in Large Power Transformers in Service
Final Report CIGRÉ Working Group 12.05, Électra, 1983, Nr. 88, S. 21-48
- [4] Dumke, K.
Untersuchungen an einer Esterflüssigkeit als Isolierstoff für Transformatoren[^]
Dissertation, Universität Hannover, 1998
- [5] N.N.
Nomex – Introduction
Veröffentlichung der DuPont Nomex Europe, Genf, Schweiz, Mai 2000
- [6] Müller, R.; Schliesing, H.; Soldner, K.
Prüfung und Überwachung von Transformatoren durch Analyse der im Öl gelösten Gase
Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 73, Heft 23, 1974
- [7] Rogers, R.R.
IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers using gas in oil analyses
IEEE Transactions on Electrical Insulation, Volume 13, No. 5, 1978
- [8] Duval, M.
Dissolved Gas Analysis: It Can Save Your Transformer
Electrical Insulation Magazine Volume 5, No. 6, 1989
- [9] Werle, P. et al.
An Enhanced System for Partial Discharge Diagnosis on Power Transformers
13th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Niederlande, 2003
- [10] Werle, P. et al.
Enhanced Online PD Evaluation on Power Transformers using Wavelet Techniques and
Frequency Rejection Filter für Noise Suppression
14th IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), Boston, USA, 2002
- [11] Moser, H.P.; Dahinden, V.
Transformerboard II
H. Weidmann AG, Rapperswil, Schweiz, 1987
- [12] Heisler, A.; Banzer, A.
Zustandsbeurteilung von Transformatoren mit Furfurol-Bestimmung
Ew, Jg. 102, Heft 16, 2003;
- [13] Kelly, J. J.; Myers, S. D.; Parrish, R. H.
A guide to transformer maintenance
TMI; Division, S.D. Myers, Inc. Akron, Ohio
- [14] Wasserberg, V.; Borsi, H.; Gockenbach, E.; Schmidt, O.; Hogrefe, P.; Wohlfarth, J.; Werle, P.
Betriebserfahrungen mit einem neuen System zur kontinuierlichen Trocknung der Isolierung von
Leistungstransformatoren ohne Beeinflussung der DGA
ETG Fachtagung: Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, März 2004-01-23
- [15] Fabre, J., Pichon, A.:
Deteriorating Process and Products of Paper in Oil. Application to Transformers
CIGRE 1960, Beitrag 137