Erfahrungen mit der Isolierölanalyse

Autor(en): **Koch, Maik / Heizmann, Thomas**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **107 (2016)**

Heft 5

PDF erstellt am: **24.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-857138

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Erfahrungen mit der Isolierölanalyse

Anwendung, diagnostische Aussage und Einfluss auf das Asset Management

Untersuchungen des Isolieröls werden regelmässig an ölgefüllten Betriebsmitteln des Hochspannungsnetzes durchgeführt. Die Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH, erläutert in diesem Beitrag die zentralen Analyseverfahren und gibt eine Übersicht über den Zustand der Schweizer Transformatorenflotte. Zudem wird aufgezeigt, mit welchen Mitteln eine lange Lebensdauer von Transformatoren erreicht werden kann.

Maik Koch, Thomas Heizmann

Die Isolierölanalyse ist ein einfach durchzuführendes und gleichzeitig sehr aussagekräftiges Verfahren, den Zustand ölgefüllter Betriebsmittel des elektrischen Netzes zu beurteilen. Zum Beispiel werden weltweit über eine Millionen Ölproben auf Zersetzungsgase (Dissolved Gas Analysis, DGA) untersucht. [1] Die Anzahl von dielektrisch-chemischen Analysen kann als noch deutlich grösser angenommen werden. Diese Analyseverfahren werden seit Jahrzehnten angewendet und ihre Interpretation weiter optimiert. Das ermöglicht statistische Aussagen über den Zustand der Transformatoren in Schweizer Netzen und Schlussfolgerungen über die Sinnfälligkeit bestimmter Messungen.

Fehlergasanalyse

Die Interpretation der im Öl gelösten Fehlergase (DGA) beruht nicht auf absoluten Grenzwerten, sondern auf

- Vergleichen mit dem Zustand anderer Transformatoren,
- Vergleichen mit historischen Analysen am jeweiligen Transformator und
- einer Trendanalyse.

Zum Vergleich mit dem Zustand anderer Transformatoren wertete die FKH ihre Datenbasis aus, welche aus Datensätzen der Jahre 2004 bis 2015 der Transformatoren im Schweizer Hoch- und Mittelspannungsnetz besteht. Das Alter der Transformatoren reicht bis in die 1950er-Jahre zurück. Gemäss Empfehlung der IEC 60599 werden die 90-%-Konzentrationen berechnet, also die Konzentrationen, welche für 90 % der Betriebsmittel unterschritten werden.

Wie geht es nun den Transformatoren im Schweizer Netz? **Bild 1** vergleicht die 90-%-Konzentrationen der FKH-Datenbank mit den Konzentrationen, wie sie die IEC 60599 für eine weltweite Datenbasis angibt. [2] Verschiedene Besonderheiten fallen auf: Bei vielen Fehlergasen liegen die Konzentrationen in Schweizer Transformatoren unterhalb den weltweit ermittelten Werten. Besonders auffällig ist dies für die Kohlenwasserstoffe Methan CH_4, Ethan C_2H_6 und Ethylen C_2H_4. Diese Fehlergase weisen meist auf zu hohe Temperaturen und lokale Heissstellen hin. Aus diesen Daten kann geschlossen werden, dass die Transformatoren im Schweizer Netz weniger belastet werden als dies weltweit der Fall ist. Auch der historisch grosszügige Netzausbau wirkt sich hier günstig aus.

Das Fehlergas Wasserstoff H_2 weist im Allgemeinen auf Teilentladungen hin. Bezüglich dieses Fehlers scheint kein wesentlicher Unterschied zu anderen Transformatoren zu bestehen. Im Fall von Acetylen C_2H_2, einem Gas, das nur bei sehr hohen Temperaturen und Lichtbögen entsteht, liegen die errechneten Konzentrationen in der Schweiz im oberen Bereich der international gesammelten Daten. Dies liegt an der Bauweise vieler Transformatoren im Schweizer Netz. Bis Mitte der 1970er-Jahre war es nicht üblich, den Lastumschalter (engl. OLTC) gasdicht vom Öl des Kessels zu trennen. Deshalb gelangen Gase aus stromstarken Schalthandlungen in das Öl des Kessels und verfälschen die Gasanalyse. Diese besondere Bauweise muss also bei der Interpretation der Daten berücksichtigt werden.

Schliesslich fällt auf, dass die Kohlenoxide CO und CO_2 in mittleren bis hohen Konzentrationen auftreten. Auch dies kann mit der typischen Bauweise der Transformatoren im Schweizer Netz erklärt werden. Historisch entschied man sich vorrangig für frei atmende Transformatoren; Sauerstoff aus der Atmosphäre

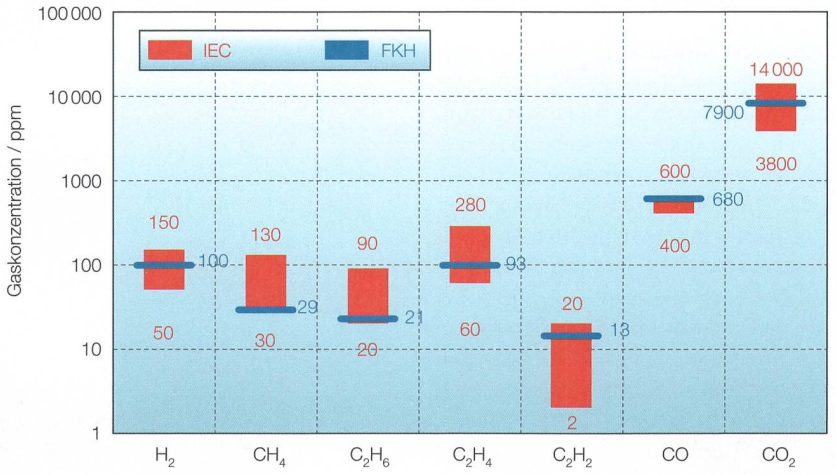

Bild 1 Typische Fehlergaskonzentrationen Schweizer Transformatoren (FKH) im Vergleich zu internationalen Daten (IEC).

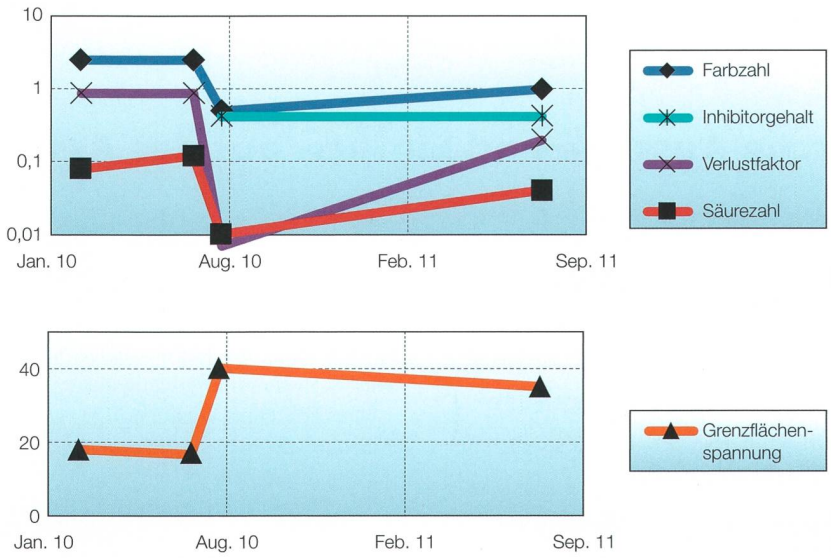

Bild 2 Zustand des Isolieröls vor und nach einer Aufbereitung durch Fullerung.

hat also freien Zugang zum Isolieröl. Dadurch kommt es zu vermehrter Oxidation mit deren Produkten Kohlenmonoxid und -dioxid. International wenden Netzbetreiber häufig die geschlossene Bauweise mit Luftabschluss an, was die Oxidation der Isoliermaterialien vermindert.

Häufige Fehler

Die umfangreiche Datenbasis an Ölproben ermöglicht eine statistische Analyse der häufigsten Fehler an Schweizer Transformatoren. Der Begriff «Fehler» steht im Kontext dieses Artikels für eine Überschreitung der Grenzwerte von Normen (z.B. IEC 60422) oder der 90-%-Konzentrationen bei Fehlergasen.

Die mit Abstand am häufigsten diagnostizierte Grenzwertüberschreitung entsteht durch eine allgemeine Alterung des Isoliersystems. Diese Diagnose kann durch Analyse der dielektrisch-chemischen Parameter gestellt und durch Fehlergas- und Furananalysen erhärtet werden. 16,1 % der Ölproben aus Schweizer Transformatoren in der FKH-Datenbank überschreiten einen oder mehrere Grenzwerte der relevanten Normen.

Die Ursache für diesen Fehler liegt leider häufig in der schlechten Qualität von Isolierölen. Die Autoren dieses Beitrags beobachten, dass besonders bei kleineren Transformatoren bereits geringe Preisunterschiede zur Entscheidung für das qualitativ schlechtere Öl führen. Nach wenigen Betriebsjahren, für einen Transformator sind dies zehn bis 20 Jahre, wird diese Entscheidung mit Instandhaltungsmassnahmen wie Regeneration oder Ölwechsel bezahlt.

Stand der Technik ist heute die Ölaufbereitung durch Fullerung, häufig auch während des Betriebs des Transformators. Dabei wird das gealterte Öl im Umlauf durch Filter aus polarer Fuller-Erde gepumpt. Dieser Filter entfernt dann die gleichfalls polaren Alterungsprodukte aus dem Öl, z.B. Säuren und Russ. Nach der Ölaufbereitung muss das Öl inhibiert werden, da Inhibitoren, ob natürlichen oder künstlichen Ursprungs, auch aus dem Öl gefiltert werden.

Bild 2 zeigt die Effektivität der Fullerung an einem Maschinentransformator mit 132 kV, 21,8 MVA aus dem Jahr 1995; man beachte das junge Alter. Nach der Behandlung wird die Verbesserung der dielektrisch-chemischen Parameter grafisch sichtbar. Eine solche Massnahme kann die Lebensdauer um typisch 15 bis 20 Jahre verlängern.

Die zweithäufigste Fehlerursache für Transformatoren im Schweizer Netz sind lokale Heissstellen. 8,9 % der Datensätze zeigen dieses Fehlermuster. Erkannt wird es durch die Analyse der gelösten Gase (DGA), insbesondere an der Generation von Ethylen C_2H_4. Technische Ursache ist in den meisten Fällen eine Heissstelle an oder im Lastumschalter. Nach solcher Indikation wird die Frequenz der Probenahme erhöht, der Lastumschalter häufig betätigt, um Ablagerungen abzutragen, und schliesslich der Fehler lokalisiert mit Hilfe elektrischer Messungen (Dynamische Widerstandsmessung, Frequenzabhängige Impedanzmessung, Analyse der Frequenzantwort FRA).

Schliesslich führen Teilentladungen zur dritthäufigsten Fehlerursache mit 6,1 % der Daten. Auch dieser Fehler wird mit der Analyse der gelösten Gase gefunden, insbesondere im Auftreten von Wasserstoff H_2. **Bild 3** illustriert die plötzliche Natur dieses Fehlers. Über Jahrzehnte war ein Transformator (220/150 kV, 140 MVA) unauffällig, und plötzlich wurde ein Anstieg der Wasserstoffkonzentration beobachtet. Die darauf beschlossene häufigere Probenahme zeigte keinen weiteren Anstieg.

In solchen Fällen führt der Betreiber eine Risikobewertung aus. Eine eindeutige Diagnose kann durch elektrische Teilentladungsmessungen mit induzierter Spannung gestellt werden. Diese elektrische Messung war hier nicht nötig, da man von Erfahrungen mit anderen Transformatoren derselben Baureihe auf Teilentladungen an den Oberspannungsausleitungen bzw. den Durchführungen schliessen konnte. Der Transformator blieb weiter in Betrieb, doch wurde der mittelfristige Austausch der veralteten

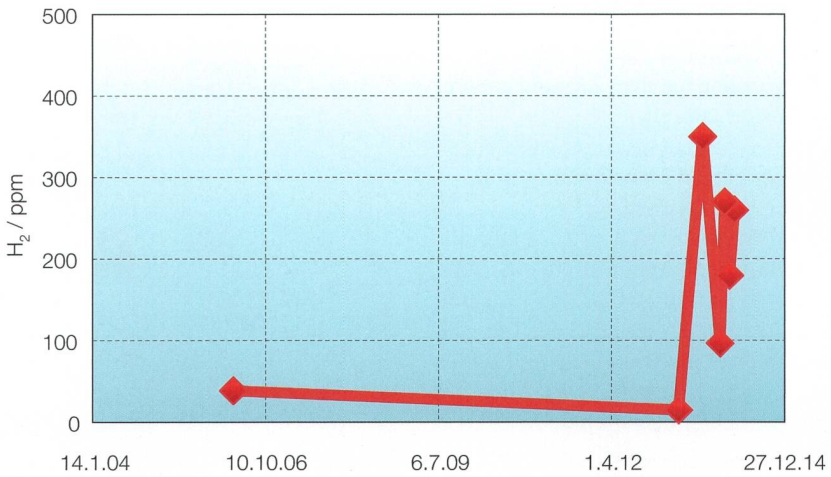

Bild 3 Plötzlicher Anstieg von Wasserstoff im Öl durch Teilentladungen.

Bilder: FKH

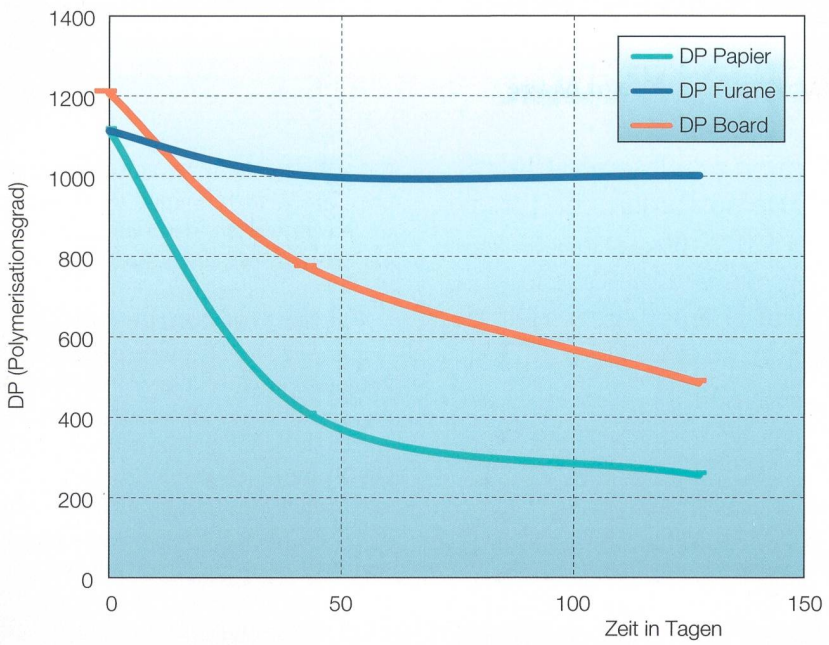

Bild 4 Polymerisationsgrad (mechanische Festigkeit) von Papier und Pressboard, mittels Furanen geschätzt (blau) und an Papierproben gemessen (orange und hellblaue Linie).

Hartpapier-Durchführungen beschlossen. In kritischen Fällen empfiehlt sich auch die Montage eines Gas-Monitoring-Systems.

Furananalyse

Furane im Öl lassen auf thermische Alterung der Papier- und Pressboardisolierung schliessen. Weltweit ist es üblich, aus der Konzentration des Furan-Derivats 2FAL den Polymerisationsgrad der Zellulose und damit die mechanische Festigkeit der Feststoffisolierung abzuleiten. Dabei leitet man aus einer Konzentration von zirka 6 ppm 2FAL einen Polymerisationsgrad von 200 ab, was als Ende der Lebensdauer der Feststoffisolierung verstanden wird. Diese Abschätzung ist für Betreiber von grosser Wichtigkeit, verspricht sie doch eine zustandsabhängige Instandhaltung bzw. den rechtzeitigen Ersatz des Transformators.

Indessen sind Gültigkeit und Zuverlässigkeit der Bestimmung des Polymerisationsgrads auf Basis der Furane stark umstritten. Nach Erfahrung der Autoren gibt es diesen Zusammenhang zwar für frei atmende Transformatoren, doch auch dann nur bei einigermassen gleichmässiger Temperaturverteilung. Im Fall eines Luftabschlusses wird die Alterung unterschätzt, wenn man auf den Furangehalt vertraut. **Bild 4** vergleicht den mittels des Furangehalts geschätzten Polymerisationsgrad (blaue Linie) mit dem tatsächlich gemessenen Polymerisationsgrad (orange und hellblaue Linie) während eines Alterungsexperiments unter Luftabschluss. Zur genaueren Untersuchung der Zusammenhänge scheint noch weitere Forschung nötig zu sein.

Der aus regelmässigen Ölanalysen ermittelte Zustand der Transformatorenflotte im Schweizer Netz ergibt folgendes Bild: Die Alterung ist die häufigste Ursache für eine negative Indikation (16,1 %), gefolgt von einer Heissstelle (8,9 %) und Teilentladungen (6,1 %). Empfehlenswert für eine sichere Diagnose und damit eine belastbare Empfehlung für die Instandhaltung ist die regelmässige Probenahme des Isolieröls. Gute Erfahrungen bestehen für wichtige Transformatoren im jährlichen Rhythmus, bei normalen Anforderungen genügen Proben im Abstand von 4 Jahren.

Netzbetreiber diskutieren heute eine Lebensdauer von Netzumspannern von bis zu 100 Jahren. Dieses für technische Betriebsmittel enorme Alter ist nur durch hohe Herstellerqualität, regelmässige Zustandsbestimmung und zustandsbasierte Instandhaltung erreichbar.

Electrosuisse / ETG-Kommentar

«Durch die aktuelle Diskussion von Netzengpässen in der Schweiz rücken die Transformatoren wieder ins Zentrum der Aufmerksamkeit. Mit dieser Studie zeigen die Autoren – spezifisch für die Schweizer Flotte und im Schweizer Netz – auf, wie diese Transformatoren überwacht und bedarfsgerecht gewartet werden können. Besonders wertvoll ist hier die grosse Datenbasis, auf die sich diese vergleichenden Methoden stützen.»

Dr. **Christian Franck,** ausserordentlicher Professor für Hochspannungstechnik an der ETH Zürich und ETG-Vorstandsmitglied.

Referenzen

[1] M. Duval, «Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle», Technische Präsentation während des IEEE TC meeting Fall 2006, online verfügbar bei grouper.ieee.org/groups/transformers.

[2] IEC 60599 Ed. 3 «Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis», 2015.

Autoren

Dr.-Ing. **Maik Koch** ist Professor für Hochspannungstechnik und Netze an der Hochschule Magdeburg in Deutschland. Er leitete das Isolieröllabor der FKH in Däniken.

Hochschule Magdeburg, DE-39114 Magdeburg
maik.koch@hs-magdeburg.de

Dr. **Thomas Heizmann** leitet das Isolieröllabor der FKH in Däniken und ist Vorsitzender des TK 10 des CES «Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen».

FKH Versuchsstation, 4658 Däniken, heizmann@fkh.ch

Résumé

Expériences réalisées avec l'analyse de l'huile isolante

Application, diagnostic et influence sur la gestion des actifs

Des analyses de l'huile sont réalisées à intervalles réguliers sur les équipements du réseau à haute tension remplis d'huile isolante. Dans cet article, la Commission d'étude des questions relatives à la haute tension (FKH) explique les méthodes d'analyse essentielles (analyse des gaz de défaut et analyse des furanes) et fournit un aperçu de l'état de la flotte des transformateurs suisses en comparaison à la situation internationale. En Suisse, le vieillissement constitue la cause la plus fréquente d'un dépassement des valeurs limites des gaz de défaut fixées par les normes (16,1 %). Ce phénomène est suivi d'un point chaud (8,9 %) et des décharges partielles (6,1 %). Il est conseillé de procéder à un prélèvement régulier de l'huile isolante pour un diagnostic sûr et des recommandations relatives à la maintenance. No