

# Onlineüberwachung des Ölfeuchtegehalts in Leistungstransformatoren

Leistungstransformatoren machen ca. 60 % des Anlagenwerts eines Umspannwerks aus und zählen damit zu den teuersten Komponenten bei der Stromübertragung und -verteilung. Das Wissen über den Zustand von Leistungstransformatoren ist nicht nur die Voraussetzung für einen zuverlässigen Stromnetzbetrieb, sondern auch für eine bessere Risikobewertung und die Implementierung effektiverer Wartungsstrategien.

Der Ölfeuchtegehalt ist einer der entscheidenden Faktoren, die die Nutzungsdauer eines Leistungstransformators verkürzen. Für einen effektiven Transformatorbetrieb sollte deshalb der Feuchtegehalt des Isoliersystems, der Zellulose und des Öls gering gehalten werden.

Der Feuchteanteil in der Feststoffisolierung beträgt nach der ursprünglichen Werkstoffnorm je nach den Anforderungen in der Regel zwischen 0,5 % und 1 % und steigt dann während des Transformatorbetriebs allmählich an. Die wichtigsten Feuchteverursacher sind Restfeuchte in dicken Zellulosekomponenten, Eintrag aus der Atmosphäre und kleine Feuchtemengen, die bei der Zersetzung der Zellulose entstehen.

### Probleme, die durch Feuchte verursacht werden

Bei einem Leistungstransformator befindet sich der Großteil des Wassers in der Feststoff-Papierisolierung. Ein hoher Wassergehalt beschleunigt den Verschleiß des Papiers und führt damit zu einer Reduzierung seines Polymerisierungsgrads. Feuchte und Wärme bilden für verschiedene Bestandteile im Öl – z.B. Säuren und Metallionen – ein optimales Umfeld,

um mit den Zellulosemolekülen zu reagieren und diese zersetzen. Das ist wichtig, denn eine Verdopplung des Wassergehalts im Papier kann die verbleibende Nutzungsdauer des Transformators halbieren.

Schlechte Ölqualität und ein hoher Feuchtegehalt vermindern unter Umständen die Durchschlagsfestigkeit, was letztlich einen Systemausfall zur Folge haben kann. Berichten zufolge beginnt die Durchschlagsfestigkeit des Öls rasch zu sinken, wenn dessen relative Sättigung über 20 % steigt (Vaisala White Paper „The Effect of Moisture on the Breakdown Voltage of Transformer Oil“, B211282EN-A).

Bei steigender Temperatur kann der hohe Wassergehalt in der Isolierung in Verbindung mit gelösten Gasen im Öl zu Blasenbildung führen, wenn der Gesamtdruck der Gase und des Wasserdampfes den Öldruck des Transformators übersteigt. Wenn sich Blasen bilden und in stromführende Teile des Transformators wie z.B. Wicklungen gelangen, besteht ein hohes Ausfallrisiko aufgrund des plötzlichen Zusammenbruchs des Dielektrikums.

In einem feuchten Transformator können außergewöhnlich hohe Lastspitzen dafür sorgen, dass überschüssige Feuchte vom Papier ins Öl gelangt. Die Folge wären eine Feuchtesättigung von 100 %rS sowie die Bildung von freiem Wasser. Das Gleiche kann passieren, wenn ein hochbelasteter feuchter Transformator zu schnell abkühlt. Das freie Wasser kann zu Korrosion und Rostpartikeln in Ölleitungen und Radiatoren führen. Im schlimmsten Fall bildet sich Wasser an aktiven Teilen und führt dort zu Entladungen, die den Transformator beschädigen.

### Analyse der Feuchtdynamik

Üblicherweise wird eine planmäßige Ölprobeanalyse mittels KF-Titration in einem Labor durchgeführt, um den Feuchtegehalt von Transformatorpapier anhand der Messergebnisse der Ölprobe zu ermitteln. Die Ölprobe für die Analyse sollte entnommen werden, wenn sich das Isoliersystem im Gleichgewicht befindet und thermisch stabil ist – mit anderen Worten, wenn die Wicklungs- und Öltemperaturen über einen längeren Zeitraum relativ konstant waren.

Aber ist das auch praktikabel? In der Regel befindet sich das meiste Wasser im Isolierpapier und in anderen zellulosehaltigen Materialien. Das Zellulose-Öl-Isoliersystem eines Transformators ist hinsichtlich der Feuchteverteilung komplex, weil Öl und Zellulose ein gegensätzliches Absorptionsverhalten aufweisen: Bei steigenden Temperaturen wird Feuchte aus der Papieroberfläche freigesetzt und im Öl gelöst, bei sinkenden Temperaturen wird die Feuchte vom Öl zurück ins Papier absorbiert. Die Ölfeuchte kann erhebliche kurzfristige Schwankungen aufweisen, die durch Änderungen der Transformatorlast und Umgebungstemperatur hervorgerufen werden. Je höher der Wassergehalt in der Papierisolierung, desto größer die Variation der Ölfeuchte bei Temperaturschwankungen.

Die Feuchteabsorption zurück ins Papier verläuft wesentlich langsamer als die Desorption. Das lässt sich als klare Hysterese in den Feuchtedaten erkennen, die im Rahmen der Online-Feuchteüberwachung als Funktion der Transformator Temperatur ermittelt wurden (Abb. 1). Angesichts einer solch

ausgeprägten Feuchtdynamik erscheint es schwierig, wenn nicht gar unmöglich, den richtigen Moment für die Entnahme einer repräsentativen Ölprobe für die Laboranalyse zu bestimmen. Wird die Ölprobe im bereits erwähnten Transformator beispielsweise bei 35 °C genommen, ergibt die Laboranalyse 30 ppm bzw. 50 ppm, je nachdem, ob sich der Transformator zum Zeitpunkt der Probeentnahme in der Abkühl- oder Belastungsphase befand. Eine derart große Differenz kann zu völlig falschen Schlüssen über den Zustand des Transformators führen.

Je geringer die Betriebstemperatur eines Transformators ist, desto weniger Wasser befindet sich im Öl. Dieser Umstand muss bei der Bewertung des Feuchtegehalts in der Feststoffisolierung und bei der Analyse der Auswirkungen auf die Betriebssicherheit unbedingt berücksichtigt werden. Bei einem Transformator, der bei einer relativ niedrigen Temperatur und mit geringer Ölfeuchte normal funktioniert, kann eine einzelne schwere Überlastungssituation dazu führen, dass der Ölfeuchtegehalt wegen einer temperaturbedingten Feuchtemigration von der Papieroberfläche sprunghaft ansteigt. Die „Normalisierung“ des Feuchteanteils dauert unter Umständen Tage, ja sogar Wochen. Das heißt, dass die relative Ölfeuchtesättigung in der Abkühlungsphase gefährlich hoch werden kann.

### Vorteile der Onlineüberwachung des Feuchtegehalts

Onlineüberwachung vermittelt ein korrektes Echtzeitbild des Feuchtegehalts im Transformatoröl bei allen Betriebsbedingungen.

Die Feuchtdynamik eines Transformators bei normalen Betriebsbedingungen kann entscheidend wichtig sein. Onlineüberwachung liefert dem

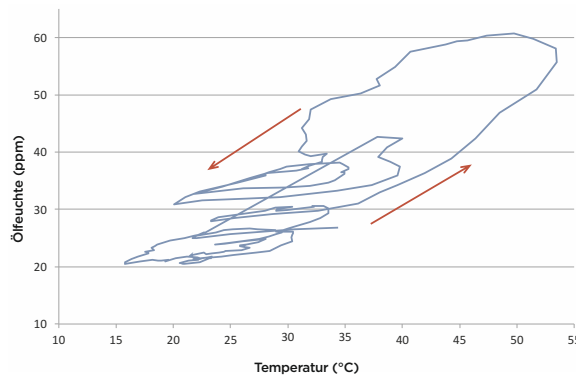


Abbildung 1. Online-Feuchte-Überwachungsdaten in ppm während einer Temperaturschwankung in einem 10 MVA (ONAN) Transformator.

Betreiber wertvolle Informationen über die Ölfeuchte. Damit können weitere Analysen wie die Bewertung des Risikos der Feuchtesättigung und der Verminderung der Durchschlagsfestigkeit vorgenommen werden. Zudem stehen Daten zur Auswertung der Papierfeuchte bereit. Mithilfe von Onlineüberwachung können Betreiber auch sich abzeichnende feuchtebezogene Risiken erkennen sowie andere Frühwarnzeichen für Defekte feststellen und erforderliche Gegenmaßnahmen einleiten. Beispielsweise könnten sie einen Transformator mit hohem Feuchtegehalt erst dann wieder unter Vollast betreiben, wenn er vollständig ausgetrocknet ist. Das kann als Betriebsbeschränkung angesehen werden und stellt unter Umständen auch eine Abweichung vom spezifizierten Grenzwert dar, bei dem in der Regel von einem betriebsfähigen und trockenen Öl ausgegangen wird.

Die Onlineüberwachung des Feuchtegehalts liefert sehr wertvolle Informationen über Transformatoren, bei denen bereits Feuchteprobleme festgestellt worden waren. Sie kann auch höchst sinnvoll für Transformatoren mit relativ geringer Last sein, bei denen unter Umständen Feuchteprobleme vorliegen, die noch nicht durch routinemäßige Ölproben festgestellt wurden.

Ein Ölfeuchtefühler bietet eine entsprechende Betriebssicherheitsreserve für einen Transformator. Zudem kann mithilfe der Messergebnisse und anhand offizieller Tabellen für die Gleichgewichtsfeuchte der Wassergehalt in der Zelluloseisolierung bei laufendem Transformator berechnet werden. Normalerweise müsste in diesem Fall ein intelligentes Kühlsystem installiert werden, um die Temperatur während der Zeit möglichst konstant zu halten, die zum Erreichen des Feuchtegleichgewichts erforderlich ist.

Alternativ dazu können die Feuchte- und Temperaturmessergebnisse als Durchschnitt eines längeren Zeitraums herangezogen werden. Diese repräsentieren das Feuchtegleichgewicht besser als eine einzelne Ölprobe während dynamischer Belastung. Nach einem Bericht der CIGRE lässt sich die Zellulosefeuchte auch direkt anhand von gemessener relativer Feuchtesättigung und Öltemperatur ermitteln (CIGRE TB 349).

Nicht zuletzt sollte auch nie vergessen werden, dass es mit Überwachung alleine nicht getan ist: Erst durch die Durchführung entsprechender Maßnahmen anhand der Überwachungsinformationen lässt sich langfristig eine Verbesserung des Transformatorzustands erzielen.

**VAISALA**

[www.vaisala.com](http://www.vaisala.com)

Kontaktieren Sie uns:  
[www.vaisala.com/requestinfo](http://www.vaisala.com/requestinfo)



Code scannen für mehr Informationen

Ref. B211611DE-A ©Vaisala 2017

Das vorliegende Material ist urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte hierfür liegen bei Vaisala und ihren jeweiligen Partnern. Alle Rechte vorbehalten. Alle Logos und/oder Produktnamen sind Markenzeichen von Vaisala oder ihrer jeweiligen Partner. Die Reproduktion, Übertragung, Weitergabe oder Speicherung von Informationen aus den vorliegenden Unterlagen in jeglicher Form ist ohne die schriftliche Zustimmung von Vaisala verboten. Alle Spezifikationen, einschließlich der technischen, können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Der vorliegende Text ist eine Übersetzung aus dem Englischen. Bei Widersprüchen zwischen Übersetzung und Original ist die englische Fassung des Textes maßgebend.