

Online-DGA-Monitor OPT100 zum Erkennen von Hitzepunkten

Der Vaisala OPT100 wurde bei CTM Salto Grande an der argentinisch-uruguayischen Grenze installiert, um Gasbildungsprobleme an einem 50/50/100-MVA-Transformator zu bewerten. Ziel war es, den Transformator über einen Zeitraum von einem Jahr unter verschiedenen Betriebsbedingungen zu untersuchen, um festzustellen, ob eine Korrelation zwischen Gaswerten und Betriebsbedingungen, wie z. B. Last und Höchstöltemperatur, besteht.

Hintergrund

CTM Salto Grande installierte 2002 einen OFAF 100 MVA-versiegelten einphasigen GSU-Transformator. Seit seiner Inbetriebnahme traten Probleme mit Verdacht auf Überhitzung auf. Es bildeten sich Ethan und in geringerem Maße Methan und die Menge beider Gase nahm zu. Thermische Probleme sind für diesen Transformator ein besonderes Problem, da sein Öl Dibenzylsulfid enthält, das bei hohen Temperaturen zur Bildung von korrosivem Schwefel führen kann. Es wurde kaum Wasserstoff gefunden, mit Ausnahme von Spitzen nach der Zugabe von Irgamet39-Metallpassivierer zu Öl, von denen angenommen wurde, dass sie durch Streugasbildung aufgrund des Irgamet39 verursacht wurden. Zudem war Stickstoff in gleicher Menge wie in der Umgebungsluft vorhanden, jedoch kein Sauerstoff.

Projektübersicht

Im Juni 2017 wurde der Vaisala Multigas-DGA-Monitor OPT100 installiert, um die Hauptfehlereise in Echtzeit zu messen (Abbildung 1). Der Monitor wurde im laufenden Betrieb an den Transformator angeschlossen, da die Betriebsbedingungen des Wasserkraftwerks keine Unterbrechungen zuließen. Aufgrund der einzigartigen Bauweise des

OPT100 war dies kein Problem und die Installation war in einem halben Tag abgeschlossen. Die Daten wurden vom OPT100 mithilfe seiner integrierten browserbasierten Software und eines Mobilfunkmodems gesammelt.

Ein Jahr lang analysierte das Transformatorwartungsteam die DGA-Daten und verglich sie mit den Betriebsbedingungen des Transformators, um festzustellen, ob eine Korrelation zwischen beiden bestand. Während dieses Prozesses nahm CTM Salto Grande alle zwei bis drei Wochen Ölproben, um sie in ihrem Labor zum Vergleich zu analysieren (Abbildung 2).

Der Transformator wurde im Oktober 2017 entgast. Während

dieses Vorgangs lieferte der OPT100 weiterhin Messdaten. Gleichzeitig wurden alle zwei Stunden Laborproben entnommen. Ein Vergleich der beiden Ergebnismengen wird in der [Abbildung 3](#) dargestellt.

Ergebnis: Last vs. Gase

[Abbildung 4](#) zeigt die Transformatorlast und die CO₂-Konzentrationen in Öl, die anhand des Online-Monitors OPT100 und der Laborreferenzen gemessen wurden. Dabei wurde ein deutlicher Anstieg des CO₂ während der Hochlastperioden festgestellt. Bei geringerer oder variierender Last blieb der CO₂-Gehalt stabil oder nahm sogar ab. Dies könnte darauf hindeuten, dass sich bei längerer hoher Last im Inneren des Transformators ein heißerer Bereich



Abbildung 1. Der installierte Online-DGA-Monitor OPT100. Die Einlass- und Auslassölleitungen sind mit den Ablassventilen am Boden verbunden.



befindet, der zur Bildung von CO₂ durch Papier oder Öl führt.

Die Verringerung des CO₂ bei geringerer Last und Temperatur kann auf den CO₂-Austausch zwischen Papier und Öl bei Temperaturschwankungen zurückzuführen sein. Dies ist nur aufgrund der Lastdaten nicht klar, wird aber deutlicher, wenn wir den geschätzten Hitzezeitpunkt einbeziehen:

$T_{\text{Hitzezeitpunkt}} \approx T_{\text{Höchstöl}} + H * gR * \text{ipu}^2$,
 dabei ist gR die durchschnittliche Temperaturdifferenz zwischen Wicklung und Öl, die im Werk während FAT gemessen wurde, und H = 2 ist der geschätzte Hitzezeitpunktfaktor (Abbildung 5).

Verschiedene mathematische Modelle wurden unter Verwendung der geschätzten Hitzezeitpunkttemperatur ausprobiert: Ein lineares und ein weiteres Modell mit einer Schwelle, bei welcher der Hitzezeitpunkt bei geschätzten 70 °C auf die CO₂-Konzentration einwirkt. Weitere Arbeiten sind erforderlich, um die Modelle zu verfeinern. Dies ist jedoch keine einfache Korrelation, da es möglicherweise zu einem großen CO₂-Austausch im Laufe der Zeit kommt, der in Daten von nur wenigen Tagen nicht erkennbar ist (Abbildung 6).

Ein weiterer möglicher Grund für die Abnahme von CO₂ könnte sein, dass aufgrund des hohen Partialdruckgefälles zwischen der Umgebungsluft und dem Öl Gas aus dem Tank entweicht, obwohl es sich um einen abgedichteten Transformator handelt. Die Tatsache, dass der Stickstoffgehalt nach der Entgasung relativ schnell ansteigt, deutet jedoch darauf hin, dass der Transformator nicht vollständig gasdicht ist.

Die anderen Fehlertypen, mit Ausnahme von wahrscheinlich C₂H₆, zeigten während des Testzeitraums keine eindeutige Korrelation mit der Last (Abbildung 7). Der Anstieg des Gasgehalts unmittelbar nach der Entgasung ist höchstwahrscheinlich auf Gase zurückzuführen, die sich

Abbildung 2. Laborergebnisse für die DGA-Proben.

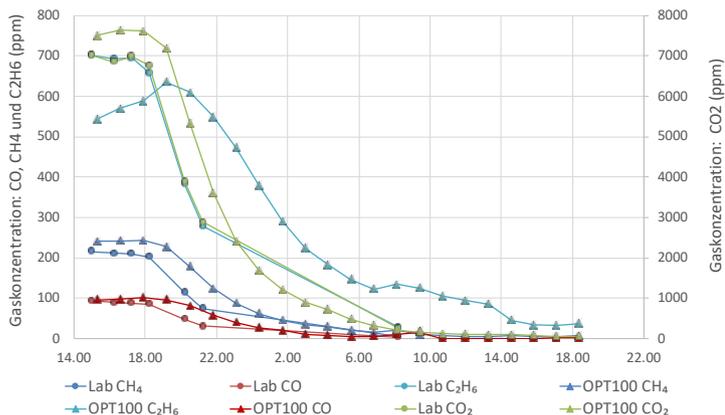
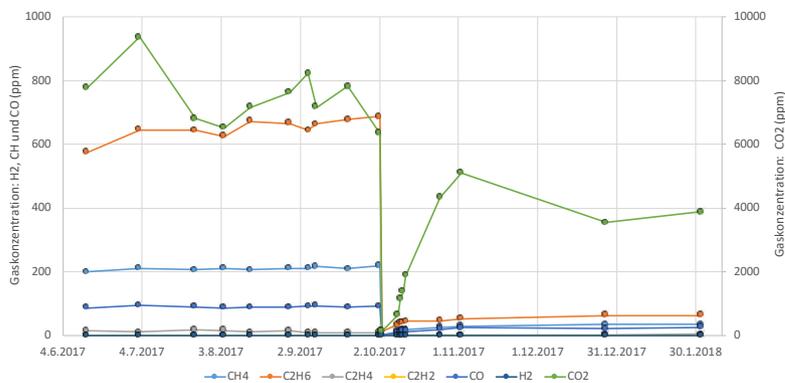


Abbildung 3. Reaktion des OPT100 während der Entgasungsphase im Vergleich zur Laborprobenanalyse.

in Teilen des Öls befanden, die nicht zum Entgasen zur Verfügung standen, wie in Papier imprägniertes Öl und in engen Räumen festsetzendes Öl. Sobald sich dieses Öl zurück in das behandelte Öl ausbreitete, erhöhten sich die Gaswerte.

Fazit

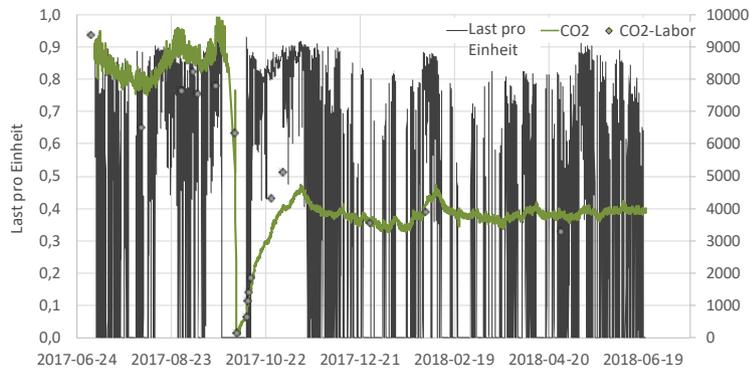
Die Ergebnisse der Studie zeigten eine eindeutige Korrelation zwischen Transformatorlast und CO₂.

Den Autor*innen ist noch nicht klar, ob die Abnahme von CO₂ während der geringeren Lastperiode auf den CO₂-Austausch zwischen Öl und Papier oder auf das aus dem Transformator austretende CO₂ zurückzuführen ist. Weitere Analysen sind erforderlich, um die Stelle der Hitzezeitpunkte besser zu erkennen.

Dank des OPT100 konnte CTM Salto Grande die Ursache des Problems im Transformator und die entsprechend erforderlichen Korrekturmaßnahmen zur Behebung des Problems besser identifizieren. Zusätzliche Tests wurden bereits eingeleitet. Mit der Online-Installation des OPT100 werden nun Gase – und das Risiko, dass sich der Hitzezeitpunkt zu einem schwerwiegenderen Fehler entwickelt – überwacht und besser kontrolliert.

Fußnote

Eduardo Brioso, Asset Maintenance Manager bei CTM, sagt: „Nach über zwei Jahren Betrieb haben wir überhaupt keine Probleme mit dem OPT100 festgestellt. Ein Eingriff durch den Benutzenden oder Verbrauchsmaterialien waren bisher nicht nötig.“



Vergleichen des OPT100 mit Labortests

Zusätzlich zur Ansprechzeit wurden die Messwerte des Monitors über den gesamten Zeitraum mit den DGA-Ergebnissen des Labors verglichen. Der Einfachheit halber wird in **Abbildung 8** nur Methan dargestellt. Die blaue Linie zeigt die Messdaten des Monitors und der graue Bereich die Genauigkeitsspezifikation des Monitors. Die Laborreferenzen werden als blaue Punkte angezeigt.

Bei der Bewertung eines Online-Monitors durch den Vergleich mit Laborreferenzen müssen die Qualität der Proben und die Ungenauigkeit der Laborverfahren berücksichtigt werden. Darüber hinaus ist zu beachten, dass jede Analysemethode, ob Labor oder Online-Monitor, ihre eigenen Ungenauigkeiten aufweist. Dies sollte beim Vergleich von Ergebnissen und bei Schlussfolgerungen zur Monitorleistung miteinbezogen werden.

In diesem Fall wurden, da die Ungenauigkeit des Labors nicht bekannt war, $\pm 15\%$ angewendet, basierend auf den in IEC 60567 [3] veröffentlichten Beispielen für durchschnittliche Laborgenauigkeit. Um ein Labor mit einer Online-DGA zu vergleichen, ist es daher relevanter, anstatt der tatsächlichen Messungen die Entwicklungen zu vergleichen. Wenn die Entwicklungen ähnlich sind und sich die Bereiche mit Ungenauigkeiten überschneiden, können Sie daraus schließen, dass die beiden verschiedenen Methoden weitgehend übereinstimmen.

Insgesamt war CTM Salto Grande mit der Korrelation der Messwerte sehr zufrieden. In den Anlagen des Wasserkraftwerks werden weitere Online-DGA-Monitore zur Überwachung des Transformatorbetriebs installiert. Die Probenahmen und Labortests werden für bestimmte Aspekte wie Furane und Durchschlagsfestigkeit fortgesetzt. Der Substation Maintenance Manager stimmt dem jedoch zu, dass „CTM Salto Grande durch den Online-Monitor für DGA und Feuchte ein entscheidendes Messgerät für die Implementierung eines vorausschauenden Wartungsprogramms erhalten hat“.

Abbildung 4. CO₂ vs. Last während des Testzeitraums.

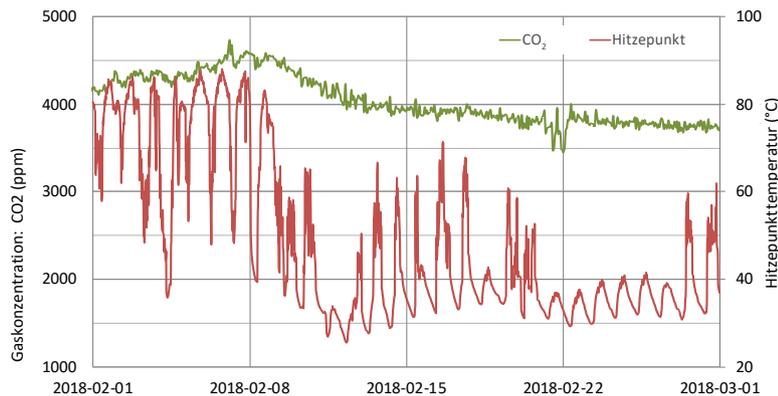


Abbildung 5. Berechnete Hitzepunkttemperatur und CO₂-Konzentration in Öl über einen Zeitraum von einem Monat.

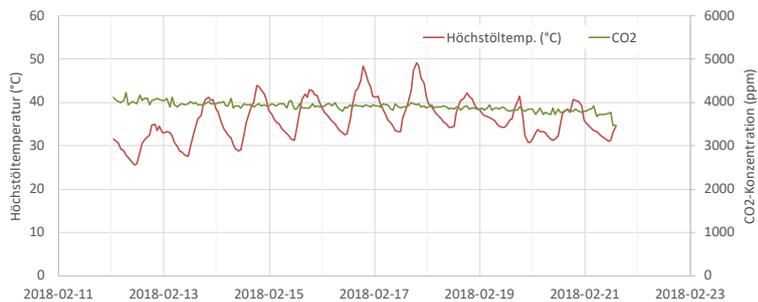


Abbildung 6. Höchsttemperatur und CO₂-Konzentration in Öl über einen Zeitraum von ca. einer Woche.

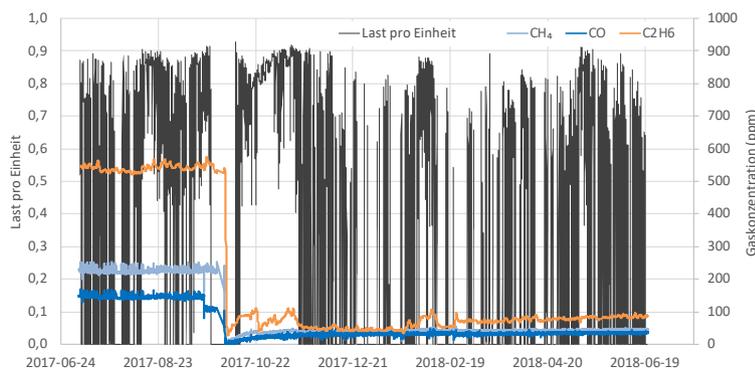


Abbildung 7. Andere Fehlergase und Last während des Testzeitraums.

Feuchte in Öl

Die Feuchte in Transformatoröl variiert, da die Temperatur entweder aufgrund der Last oder der Umgebungstemperatur oder aufgrund von beidem schwankt. Dieser Effekt wurde in dieser Studie beobachtet und in der **Abbildung 9** dargestellt. Die Höchstöltemperatur und die Feuchte in Öl (ppm) werden über einen Zeitraum von einem Jahr angezeigt. Es zeigt, wie bei steigender Temperatur Feuchte von der Oberfläche des Isolierpapiers in das Öl freigesetzt wird und bei fallender Temperatur wieder in das Papier aufgenommen wird.

Die Wasserdesorption ist jedoch ein schnellerer Prozess als die Absorption. Daher ist eine eindeutige Hysterese sichtbar, wenn Feuchte in ppm gegen die Höchstöltemperatur aufgetragen wird (**Abbildung 10**). Dies bedeutet, dass ein Transformator mit variierender Last niemals im Gleichgewicht ist.

Dieses Phänomen macht es schwierig, den richtigen Zeitpunkt für die Ölprobenahme zur Wasseranalyse in einem Labor festzulegen. Der Wassergehalt in Öl kann bei gleicher Temperatur aufgrund des Effekts der Hysterese erheblich variieren, unabhängig davon, ob die Transformatortemperatur zum Zeitpunkt der Probenahme anstieg oder abnahm.

Dies ist ein sehr wichtiger Faktor, der bei der Ölprobenahme zur Bestimmung der Feuchte in der festen Isolierung eines Transformators mit variierender Last und schwankender Temperatur zu berücksichtigen ist. Es ist auch ein Hauptgrund dafür, dass die Online-Feuchtemessung die langfristigen Feuchteentwicklungen in Öl/Papier wesentlich effektiver bestimmt. Es zeigt jedoch auch, dass bei der Probenahme von Öl immer auch die Öltemperatur aufgezeichnet werden muss, um Rückschlüsse auf die Feuchte in einem Transformator ziehen zu können.

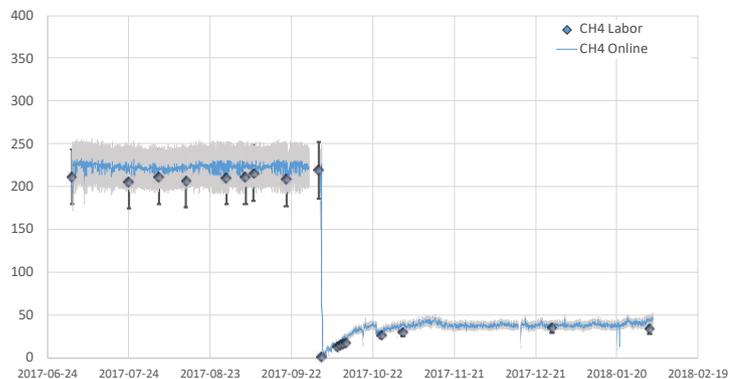


Abbildung 8. DGA-Monitor OPT100 Methanmesswerte mit einer Genauigkeit von $\pm 10\%$ (grauer Bereich) aufgetragen gegen eine Laborreferenz mit $\pm 15\%$ Fehlerbalken.

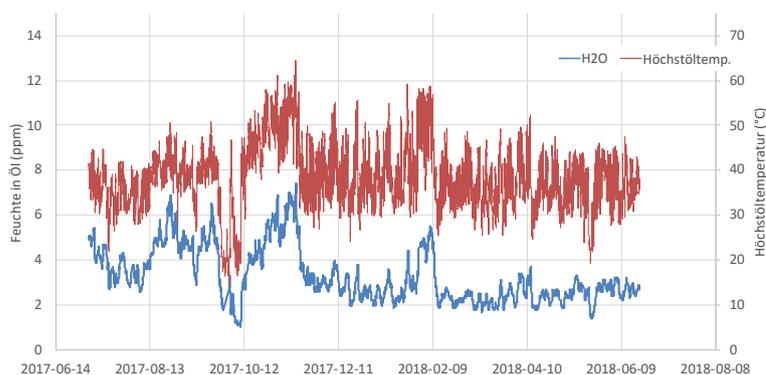


Abbildung 9. Ölfeuchte in ppm und Höchstöltemperatur im Zeitverlauf.

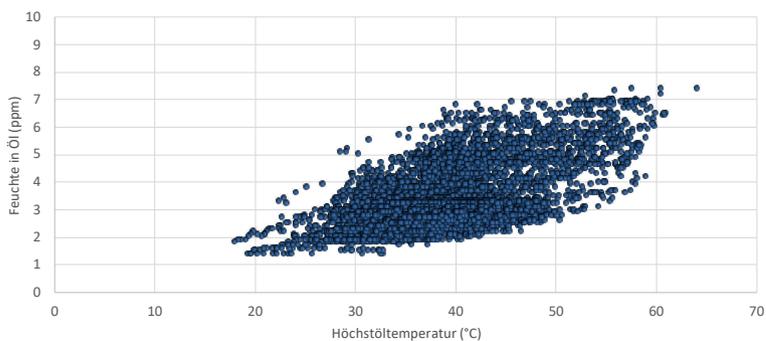


Abbildung 10. Ölfeuchte vs. Höchstöltemperatur.

VAISALA

Wenden Sie sich an uns unter
www.vaisala.com/contactus



Scannen Sie den Code, um weitere Informationen zu erhalten.

Ref. B211814DE-A ©Vaisala 2019

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 dieser Broschüre in jeglicher Form ist ohne schriftliche Zustimmung von Vaisala nicht gestattet. Alle Spezifikationen, einschließlich der technischen Daten, können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

www.vaisala.com