

# Integriertes Überwachungskonzept für Großtransformatoren unter mehrstufigem Einsatz von offline und online Methoden

Richard Huber, EnBW Regional AG, Stuttgart

1. Ausgangssituation .....	1
2. Ansatz.....	2
2.1 Nutzen durch Früherkennung von Fehlern .....	2
2.2 Nutzen durch zustandsabhängige Instandhaltung .....	4
2.3 Weiterer Nutzen von online Systemen .....	4
2.4 Kosten.....	4
3. Mehrstufiges Konzept.....	5
3.1 Online Überwachung mit erweitertem Stufenschaltermonitoring .....	5
3.2 Zyklische offline Überwachungen .....	7
3.3 Ergänzende ereignisabhängige Methoden.....	7
4. Beispiele aus der Praxis.....	7
4.1. Teilentladung aufgrund Mikrobblasen .....	7
4.2. Heißstelle im passiven Eisen (Streuflussproblem).....	9
4.3. Heißstelle durch Ölkohle .....	12
4.4. Teilentladungsart .....	13
5. Zusammenfassung .....	14

## 1. Ausgangssituation

Für den Transformatorbetrieb und die Fehlerdiagnose haben sich durch die Anstrengungen der letzten Jahre im Bereich des Monitoring und auch neuer offline Methoden neue Möglichkeiten ergeben. Für den Trafobetrieb bei EnBW lässt sich die Entwicklung kurz wie folgt umreißen:

- Hauptbestandteil der Trafowartung war und ist der Stufenschalter. Er wird zyklisch je nach Typ alle 5 bis 8 Jahre revidiert.
- Seit den 80er Jahren werden zyklische Öluntersuchungen zur Zustandserfassung und Fehlererkennung durchgeführt (Gas-in-Ölanalysen, Alterungskriterien).
- Seit Anfang der 90er Jahre werden Hartpapierdurchführungen zyklisch gemessen.
- Seit Mitte der 90er Jahre sind diverse online Systeme unterschiedlichster Ausprägung verfügbar und im Einsatz.
- Ergänzende offline Methoden stehen zur Verfügung und werden kontinuierlich weiterentwickelt.

Aus dieser Historie gilt es nun mit den heute zur Verfügung stehenden Methoden ein Kosten-Nutzen optimiertes Konzept zu entwickeln. Dieses Konzept muss in besonderer Weise auf den jeweiligen Geräteeinsatz ausgerichtet sein, da sich zum Beispiel die Kostensituation bei Ausfall eines Transformators im vermaschten Netz oder eines Maschinentransformators völlig unterschiedlich darstellt.

## 2. Ansatz

Um zu einem optimierten Konzept zu kommen, muss Klarheit über Kosten und Nutzen hergestellt werden. Nun ist dies bei einem so vielschichtigen Thema nicht universell zu lösen.

### 2.1 Nutzen durch Früherkennung von Fehlern

Ein großer Anteil auf der Nutzenseite von Monitoring ist sicherlich die Früherkennung von entstehenden Fehlern. Ein möglicher Ansatz zur monetären Bewertung wird in /1/ gemacht. Hier wird differenziert nach Hauptkomponenten das Störungsgeschehen in Großtransformatoren mit einer abgeschätzten Detektierbarkeit gewichtet. Multipliziert man diese Zahl mit der durchschnittlichen Ausfallzeit von Transformatoren in Deutschland mit Oberspannung 380 kV und 220 kV pro Jahr ( $f = 1,63\%/a$ ), erhält man die durch Monitoring aller Komponenten erzielbare maximale Fehlerreduktion  $p_{\text{tot}}$  in % pro Jahr [1].

	Ursache für Störungen (Cigré) $r_n$ /1/	Abgeschätzte Detektierbarkeit $d_n$ /1/	relative Kostenwirk- samkeit (EnBW Netz) $c_n$
Wicklung + Kern	35%	70%	50%
Stufenschalter	40%	75%	80%
Durchführung	14%	80%	10%
Kessel	6%	n. a.	-
Hilfseinrichtungen	5%	100%	5%

Tabelle 1: Ursachen für Ausfälle mit Nichtverfügbarkeiten > 1 Tag, Detektierbarkeit durch geeignete Monitoringsysteme /1/, relative Kostenwirksamkeit

$$\begin{aligned} p_{\text{tot}} &= f \times (r_n \times d_n) = 1.63\%/a \times (35\% \times 70\% + 40\% \times 75\% + 14\% \times 80\% + 5\% \times 100\%) \\ &= 1.63\%/a \times 71\% = 1.15\%/a \quad /1/ \end{aligned} \quad (1)$$

Da sich nun nicht jeder Ausfall in gleicher Weise auf die Kosten auswirkt und nicht jede Früherkennung auch automatisch zu Kostenersparnissen führt, kann hier ein relativer Kostenwirksamkeitsfaktor  $c_n$  hinzugefügt werden. Jeder Betreiber kann damit an dieser Stelle den individuell zutreffenden Wert einsetzen. Ein Beispiel sei für die EnBW-Transformatoren im vermaschten Netz angegeben und erläutert:

- Ausfallzeiten bei Netztrafos verursachen derzeit in Deutschland kaum direkte Kosten (Kosten, die nur durch die Nichtverfügbarkeit des Gerätes entstehen).
- Kostenwirkung ist gegeben, wenn Folgekosten durch Früherkennung vermieden oder minimiert werden können; zwei Beispiele hierzu:
  - Wenn eine Heißstelle durch online Monitoring erkannt wird und der Trafo zur Reparatur ins Werk muss, ist die Ersparnis gegenüber einer späteren Entdeckung durch jährliche Gas-in-Ölanalysen oder gar durch Buchholzschutz dann minimal, wenn sich keine Fehlereskalation einstellt und die Reparaturkosten gleich bleiben.

- Wird hingegen eine Unregelmäßigkeit während der Stufung entdeckt und durch sofortigen Eingriff die Lastumschaltung verhindert, so kann u. U. der Fehler auf den Stufenschalter reduziert und eine mögliche Zerstörung des Aktivteils verhindert werden. Oft kann dann vor Ort repariert und damit die Folgekosten minimiert werden.
- Kostenwirksame Früherkennung ist also nicht nur durch online Methoden möglich. Auch zyklische offline Methoden sind hier sehr leistungsfähig und reduzieren die Kostenwirkung der online Methoden (siehe auch Bild 1).

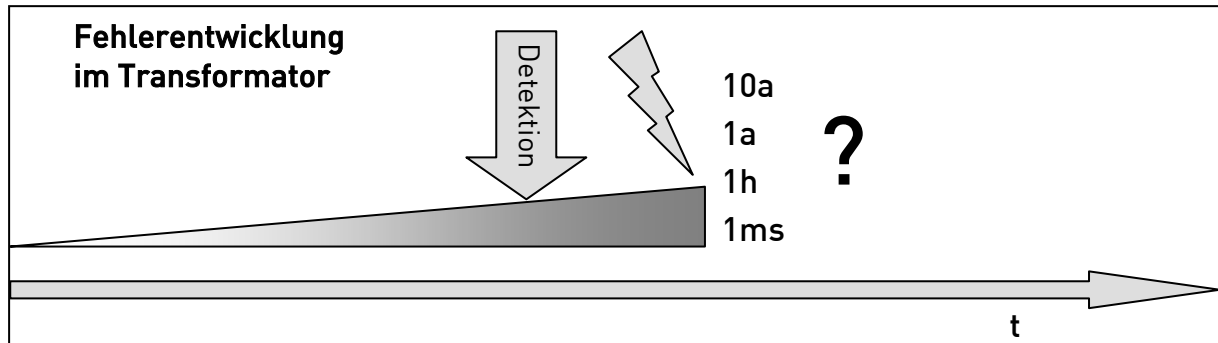


Bild 1: Wie schnell muss ein Fehler entdeckt werden?

Mit diesen Betrachtungen kommt man dann über folgende Formel [2] zur individuellen Kostenrelevanz  $p_{cr}$ .

$$p_{cr} = f \times (r_n \times d_n \times c_n) \quad (2)$$

Somit ist die Möglichkeit gegeben, verschiedene Ausbaustufen von Monitoringsystemen zu vergleichen. Es ergibt sich zum Beispiel für den Einsatz eines Maximalsystems mit allen Komponenten ein Wert  $p_{crmax} = 0,61 \text{ \%/a}$  oder für OLTC plus Aktivteil  $p_{crTC+AP} = 0,59 \text{ \%/a}$  oder nur für Stufenschaltermonitoring  $p_{crTC} = 0,31 \text{ \%/a}$ .

Jetzt gilt es noch die Kosten eines so vermiedenen Fehlers  $C_F$  festzulegen. Auch hier muss fallweise entschieden werden, wie hoch ein Durchschnittswert angesetzt werden sollte. Es spielen Überlegungen eine Rolle, wie die prozentuale Aufteilung der Schwere des Fehlers, sprich Relation von Vor-Ort-Reparaturen, Werksreparaturen und Totalschäden. Außerdem sind Randbedingungen wie Maschinenversicherungen, notwendige Aufwendungen für Reservestellung, eingeschränkter Netzbetrieb, Abwicklungskosten usw. zu betrachten. Wiederum in [1] wird für eine teilweise Neuwicklung mit Transporten etc. durchschnittlich 50% der Neukosten eines Transformators grob abgeschätzt. Für Netztransformatoren der EnBW wurden jedoch nur durchschnittlich 25% der Neukosten angenommen.

Setzt man nun noch von einer erwarteten Lebenszeit  $t_L$  des Monitoringsystems an, eine Preissteigerung  $s$  und eine Kapitalverzinsung  $z$ , so kann man über die Barwertmethode den Kapitalwert  $K$  eines solchen Systems zum Zeitpunkt der Beschaffung ermitteln.

$$\text{Jährliche Ersparnis: } E_i = p_{cr} \cdot C_F \quad (3)$$

$$\text{Kapitalwert: } K = \sum_{i=1}^{t_L} E_i \cdot \frac{(1+s)^i}{(1+z)^i} \quad (4)$$

Im konkreten Fall ergeben sich bei vorsichtig abgeschätzter Monitoringlebensdauer von  $t_L = 10 \text{ a}$ , Preissteigerung von  $s = 2\%$ , Kapitalverzinsung von  $z = 7\%$  und niedrig angesetzten

Fehlerkosten von  $C_F = 25\%$  des Neupreises, für einen Transformator mit Neupreis 3 Mio. Euro folgende Kapitalwerte für den Nutzen rein aus Fehlerfrüherkennung:

$$K_{\max} = 33.945 \text{ €} \quad K_{TC+AP} = 32.709 \text{ €} \quad K_{TC} = 21.655 \text{ €}$$

Würde die Betrachtung für Maschinentransformatoren durchgeführt werden, müssten die Faktoren  $c_n$  anders gewählt werden, da hier z. B. oft große Kostenwirkung allein durch rechtzeitig planbare Abschaltungen gegeben ist. Außerdem müssen die Folgekosten gänzlich anders angesetzt werden, da hier große Summen durch Erzeugungsausfall entstehen.

## ***2.2 Nutzen durch zustandsabhängige Instandhaltung***

Durch Streckung von Instandhaltungsintervallen entsteht gleichfalls kapitalisierbarer Nutzen. Der größte Kostenfaktor ist im Trafobereich die Stufenschalterrevision. Setzt man die Barwertmethode aus dem vorigen Kapitel an und geht von Revisionskosten von  $E_i = 2.000,-\text{€}$  aus, so ergeben sich bei unterunterschiedlichen Revisionszyklen und einer Nutzungsdauer des Transformators von 40 Jahren unterschiedliche Barwerte. Ein fünfjähriger Zyklus entspräche damit einer sofortigen Investition von  $K_5 = 5380,-\text{€}$ . Bei Streckung des Zyklus auf 10 Jahre ergeben sich  $K_{10} = 2420,-\text{€}$ , bei 15 Jahren noch  $K_{15} = 1200,-\text{€}$ .

Das heißt durch Stufenschaltermonitoring mit der Möglichkeit der kontrollierten Streckung der Revisionszyklen liegt hier ein Kapitalwert von etwa 3000,-€ bis 4000,-€ für Transformatoren im Netzbetrieb.

## ***2.3 Weiterer Nutzen von online Systemen***

Schwer kapitalisierbar hingegen sind Dinge wie verfügbare Informationen. Wobei sich auch hier die Frage stellen muss, wie viel Daten mit welcher Abtastrate überhaupt nutzbringende Information enthalten. Zweifelsohne birgt eine bekannte Historie bei in Zukunft zu treffenden Aussagen über den Zustand und die Restlebensdauer eines Gerätes großen Nutzen. Jedoch muss jeder Betreiber Überlegungen anstellen, welche Daten mit welchem Aufwand noch lohnend sind.

Weiterhin können Monitoringsysteme andere Funktionen wie z. B. die Lüftersteuerung übernehmen und damit den Installationsaufwand bei Neugeräten minimieren. Zusätzliches Potential steckt hier in der Möglichkeit von monetär optimiertem Kühlanlageneinsatz /2/.

## ***2.4 Kosten***

Auf der Kostenseite stehen natürlich die Anschaffungskosten der benötigten Systeme, die Installationskosten, Abwicklungskosten und die Betriebskosten, die je nach System sehr unterschiedlich sind.

Die online Systeme haben in der Vergangenheit bewiesen, dass sie im angesetzten Zeitraum von zehn Jahren zuverlässig arbeiten und über die je nach System unterschiedlichen, aber bekannten Betriebskosten hinaus kaum unerwartete Zusatzaufwendungen verursachen.

Wichtig jedoch ist eine vernünftige Einbindung von Alarmen und Überwachungsfunktionen in den normalen Betriebsablauf, sowie ein weitgehend automatisiertes Datenmanagement um den Aufwand bei störungsfreiem Betrieb minimal zu halten.

### 3. Mehrstufiges Konzept

Aus diesen Betrachtungen entstand für neue Großtransformatoren im Netzbetrieb folgendes dreistufige Konzept:

- I. Online Überwachung mit erweitertem Stufenschaltermonitoring
- II. Zyklische offline Überwachung durch jährliche Öluntersuchungen (Gas-in-Ölanalysen und Alterungskriterien) und zweijährliche  $\tan(\delta)$ -Messung der Hartpapierdurchführungen
- III. Ergänzende ereignisabhängige Methoden

#### 3.1 Online Überwachung mit erweitertem Stufenschaltermonitoring

Es wird das von Maschinenfabrik Reinhausen angebotene Stufenschaltermonitoring eingesetzt, da dieses den Vorteil bietet, direkt bei der Stufung einzugreifen und somit bei den unter 2.1 gemachten Betrachtungen den hohen  $K_{TC}$  ermöglicht. Des weiteren greift der unter 2.2 angesetzte Barwert und es werden mit einer Systemerweiterung die Speicherung von 10-min-Werten der wichtigsten Größen wie Öl-Oben-Temperatur, Laststrom und daraus Hot-Spot-Temperatur, Stufenstellungen, Kühlanlagenzustand (Ein, Aus, gestört) und Umgebungstemperatur über einige Monate gesichert. Bei regelmäßiger Auslesung können diese Daten nach Bedarf auch lückenlos gespeichert werden.

Um bezüglich der erwähnten Daten eine übersichtliche und lückenlose Darstellung mit geringer Speichertiefe zu erreichen, wurde hier auf integrale Größen übergegangen. Sie werden in Form von Jahresdiagrammen als Häufigkeitsverteilungen gespeichert und ermöglichen in kurzer Zeit eine gute Übersicht über Betriebsbedingungen und jährliche Entwicklungen zu erhalten (siehe Bild 2 bis Bild 4).

Die Datenspeicherung erfolgt in MS-Office kompatiblen Dateien, so dass weitere Auswertungen und Bearbeitungen jederzeit problemlos möglich sind.

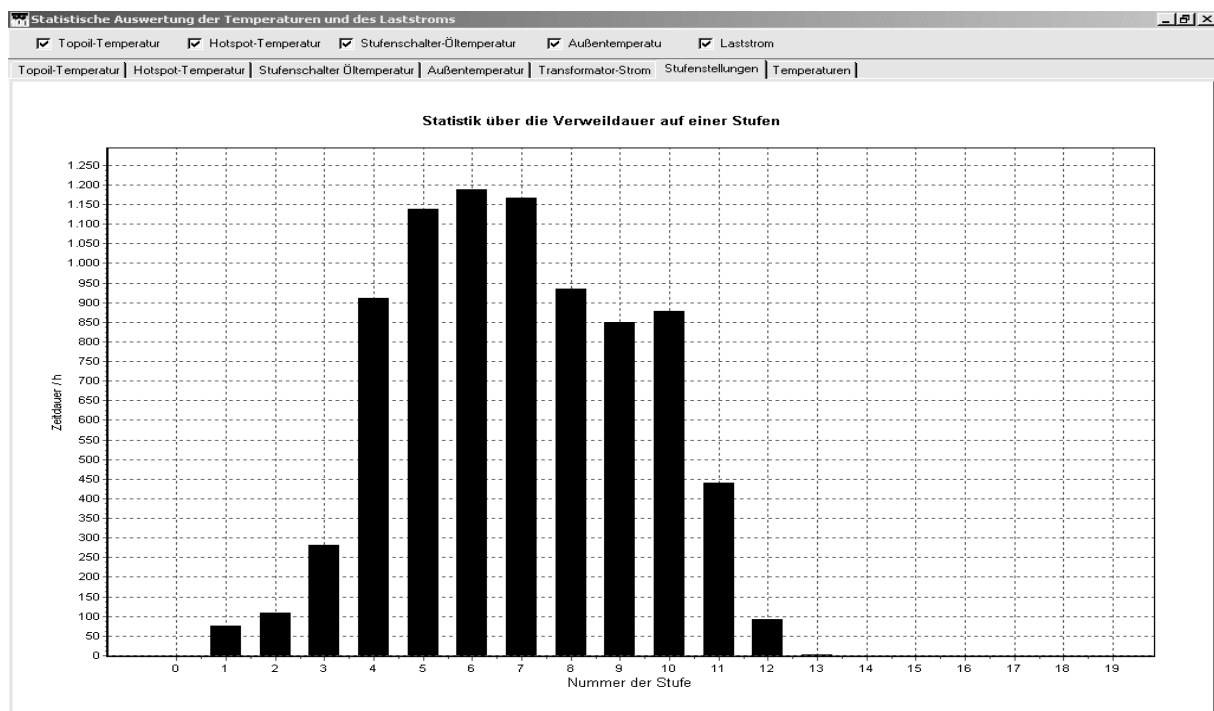


Bild 2: Häufigkeitsverteilung der Stufenstellungen im Jahr 2003

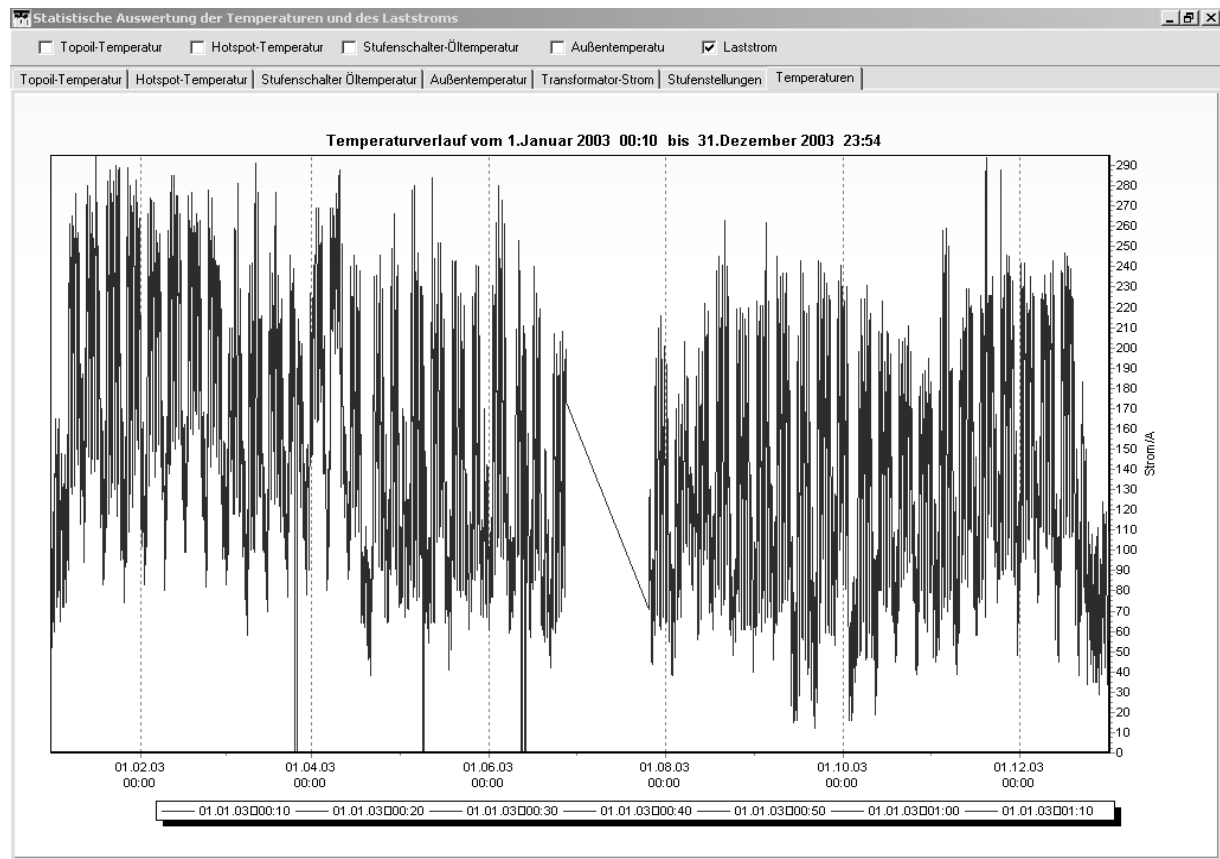


Bild 3: Zeitlicher Verlauf des Laststromes im Jahr 2003 (10-min-Werte)

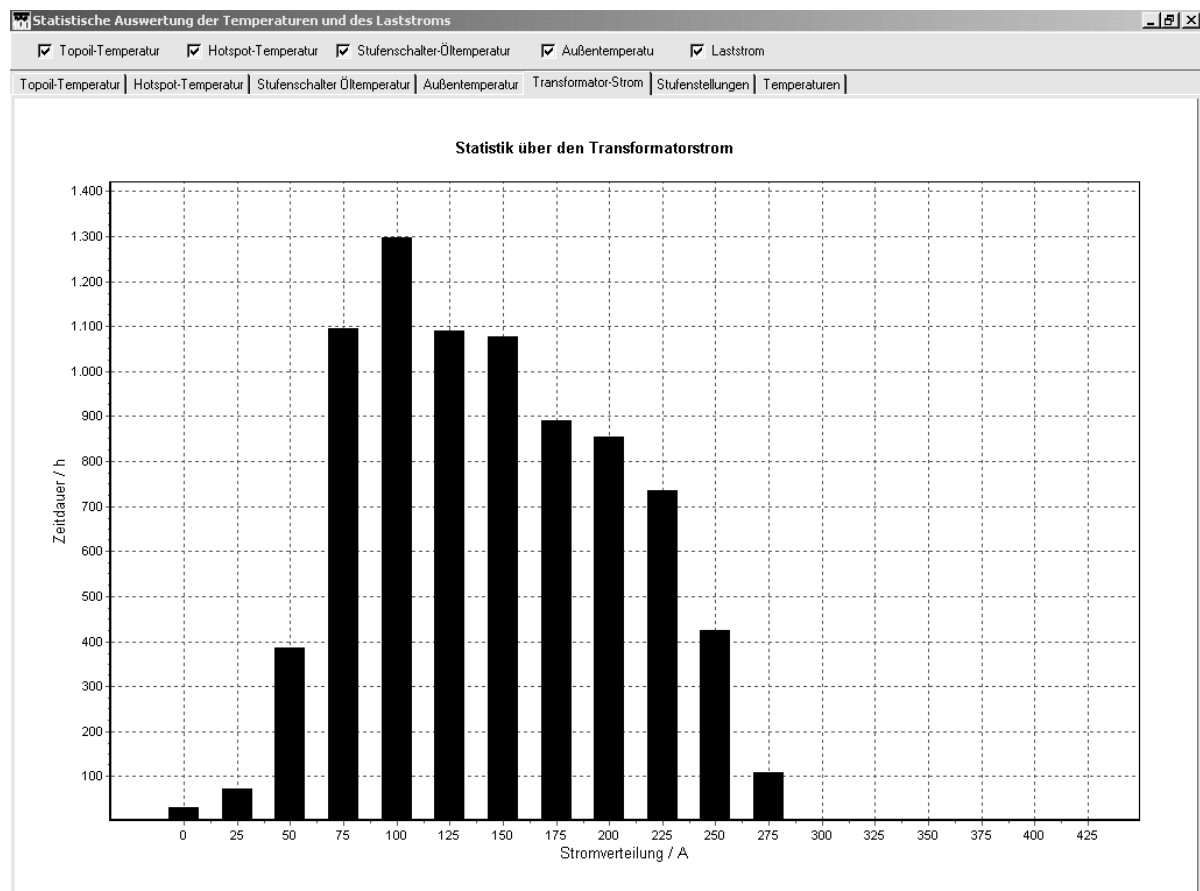


Bild 4: Häufigkeitsdiagramm des Laststromes entsprechend Bild 3

### ***3.2 Zyklische offline Überwachungen***

Viele Unregelmäßigkeiten oder entstehende Fehler wie Teilentladungen und Heißstellen können durchaus über Jahre in Transformatoren vorhanden sein, ohne dass sie zur Zerstörung des Betriebsmittels führen oder den Betrieb z. B. durch freie Gase und Buchholzwarnungen stören (siehe 4.1 bis 4.4), weshalb aufgrund der Betrachtungen in 2.1 bei EnBW für Netztransformatoren entschieden wurde, dass die jährlichen Gas-in-Ölanalysen im Bezug auf Früherkennung die wirtschaftlichste Lösung darstellen. Das heißt nicht, dass auf online Messungen der gelösten Gase gänzlich verzichtet wird, jedoch werden sie in der dritten Stufe angesiedelt und ereignisorientiert eingesetzt.

Außer der gelösten Gase werden zyklisch die chemisch-physikalischen Eigenschaften des Öles nach VDEW-Ölbuch /3/ bestimmt, um die Alterung der Transformatoren kontinuierlich zu verfolgen.

Des weiteren werden zweijährlich bei allen 220-kV-Hartpapierdurchführungen  $\tan(\delta)$ -Messungen durchgeführt. Diese Durchführungen sind dafür bekannt, dass sie unter Umständen Probleme machen und nicht die Lebenszeit der Transformatoren erreichen.

### ***3.3 Ergänzende ereignisabhängige Methoden***

Je nach erkannter Unregelmäßigkeit, kommen in einer dritten Stufe ereignisabhängige Methoden zum Einsatz. Darunter verstehen sich online und offline Methoden die vor Ort angewandt werden und letztlich über die zu ergreifenden Maßnahmen (Reparatur vor Ort oder im Werk, Weiterbetrieb, Verschrottung) Aufschluss geben. Im wesentlichen sind dies im Moment:

- Online H<sub>2</sub>-Messungen
- Online Messung der Schadgase
- Offline TE-Messung elektrisch
- Offline TE-Messung akustisch
- Offline FRA
- Widerstandsmessung
- Übersetzungsmessung
- Andere Spezialmessungen wie Endoskopie, Thermovision, ...

## **4. Beispiele aus der Praxis**

### ***4.1 Teilentladung aufgrund Mikroblassen***

An einem 200-MVA-Transformator 220/110 kV, Baujahr 1972 wurde 1985 eine Teilölabsenkung für Abdichtungsarbeiten durchgeführt. Die Wiedereinfüllung des abgesenkten Öles geschah unter Vakuum, was darauf zurückzuführen ist, dass man die Weiterleitung des Unterdrucks durch das bereits im Kessel befindliche, gasgesättigte Öl unterschätzte. Durch diesen Unterdruck wurde Öl aus ölgetränkten Isolierteilen gezogen und es entstanden Mikroblassen, welche anschließend TE erzeugten. Diese TE wurde bei der ersten zyklischen Ölanalyse 1986 anhand des gelösten Wasserstoffes (596 ppm) bereits vermutet. Da seinerzeit in diesem Bereich die Ölanalysen zweijährig durchgeführt wurden und zwischenzeitlich durch eine Fehlbehandlung der Ölprobe der Wasserstoff scheinbar zurückging, verging sehr viel Zeit bis man das Problem ernsthaft verfolgte. Der Wasserstoffwert schwankte scheinbar zwischen 60 und 600 ppm, außerdem wurde versucht mit einer Ölentgasung den Fehler zu beheben, was aber vergeblich war.

Elektrische TE-Messungen (schmalbandig) die im März 2003 vor Ort sowohl bei induzierter Spannung, als auch bei angelegter Spannung jeweils bis Betriebsspannung durchgeführt wurden, verdichteten das Bild der Mikroblassentheorie. Es wurden maximale TE-Pegel von bis zu 12000 pC gemessen bei Grundstörpegeln von 80-150 pC. Typisch für das TE-Bild der Blasen (siehe Bild 5 bis Bild 7) scheint ein spannungsabhängiger Anstieg mit TE auf der positiven Halbwelle (Öl-Papier-Isolation) und einer Häufung nach dem Nulldurchgang (Aufladungseffekte, da die Blasen nicht direkt auf Potential sind).

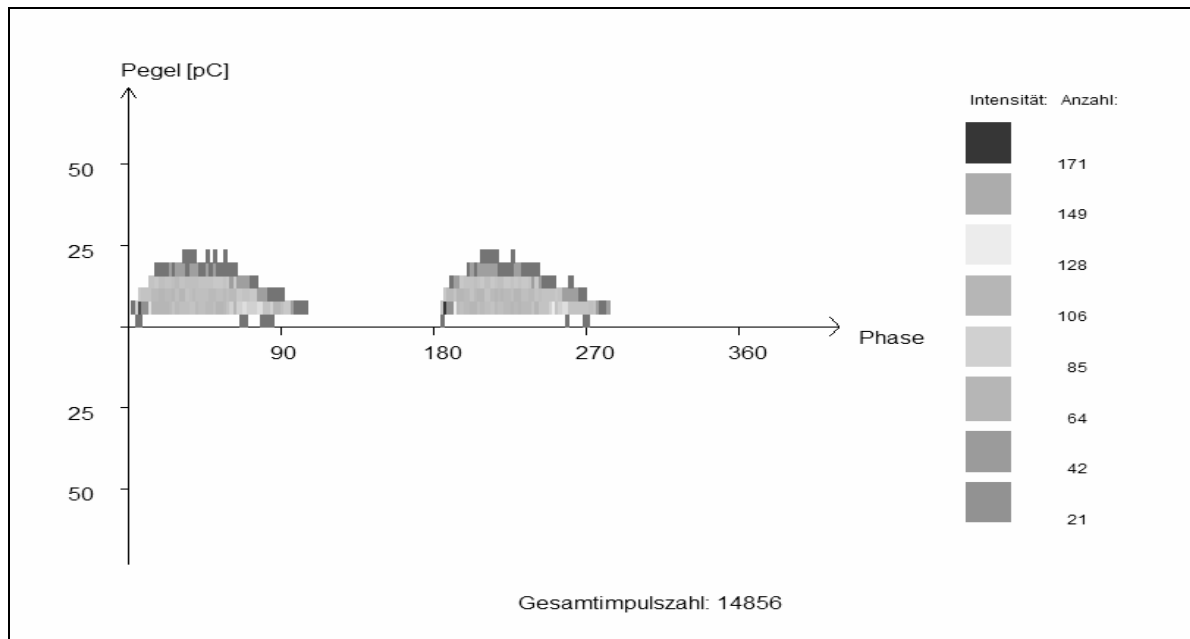


Bild 5: *TE Bild bei angelegter Spannung von 51 kV Phase-Erde, Auskopplung Phase 1U, Kc=29,4 ergibt scheinbare Ladung 735 pC*

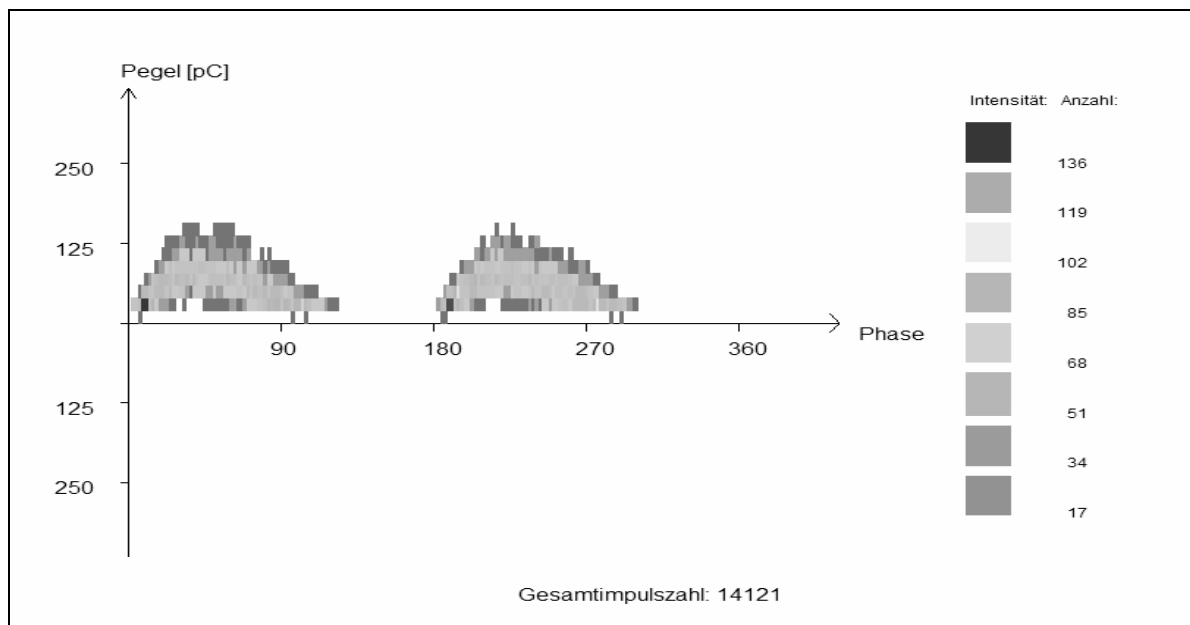
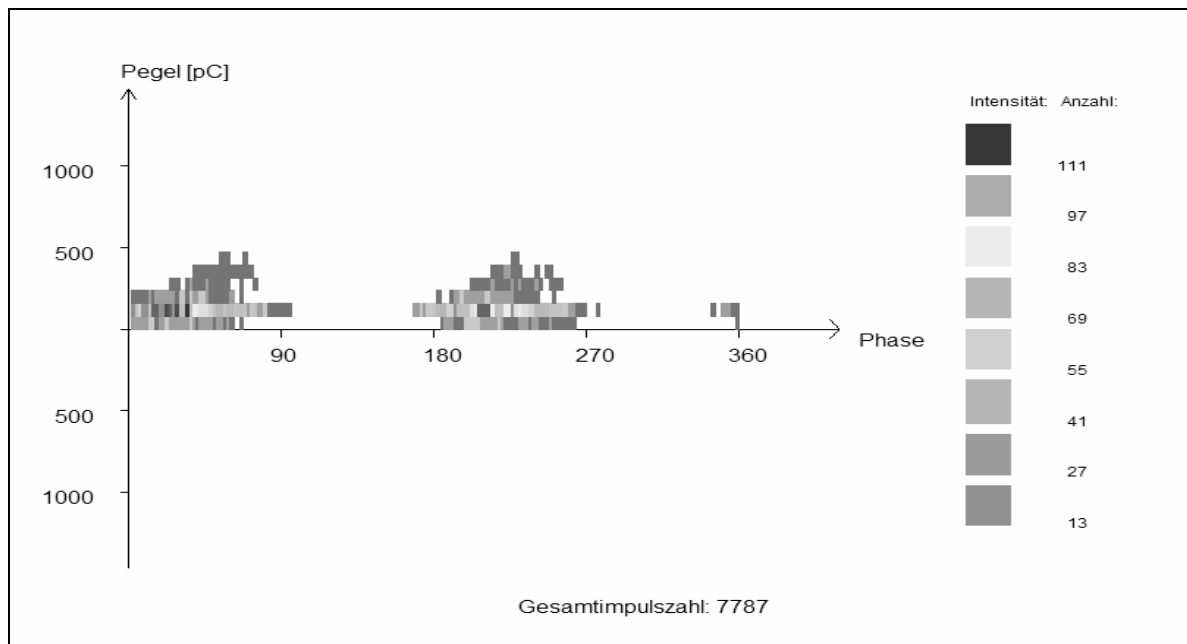


Bild 6: *TE Bild bei angelegter Spannung von 61 kV Phase-Erde, Auskopplung Phase 1U, Kc=29,4 ergibt scheinbare Ladung 5000 pC*





**Bild 7:** *TE Bild bei angelegter Spannung von 133 kV Phase-Erde, Auskopplung Phase 1U,  $K_c=29,4$  ergibt scheinbare Ladung 12000 pC*

Nach Rücksprache mit dem Gerätehersteller, wurde am Transformator im August 2003 das Öl komplett entleert und nach Demontage der nicht vakuumfesten Durchführungen, über drei Tage Vakuum am Aktivteil angelegt. Mit der anschließenden Füllung mit entgastem Öl unter Vakuum, der Wiedermontage der Durchführungen und der erforderlichen Standzeit war der Transformator elf Tage nicht verfügbar.

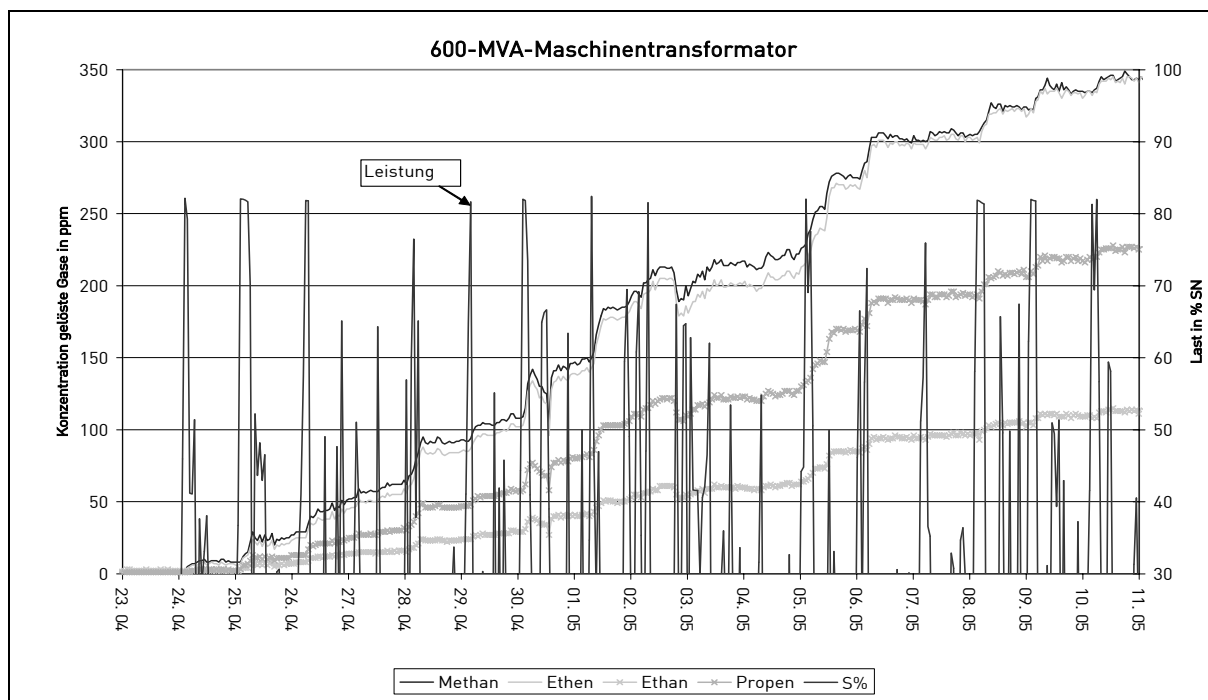
Nach Wiederinbetriebnahme wurde die TE-Messung mit angelegter Spannung wiederholt und es ergab sich keine TE über Grundstörpegel mehr. Außerdem zeigen auch die Gas-in-Ölanalysen keine abnormalen Wasserstoffwerte mehr. Man kann also durch die durchgeführten Maßnahmen jetzt wieder von einem voll einsetzbaren Betriebsmittel ohne erhöhte Ausfallwahrscheinlichkeit ausgehen. Online Monitoring hätte mit Sicherheit die Entscheidungsfindung beschleunigt (wobei auch organisatorische Dinge verzögernd wirkten), das Resultat und die Kosten aber nicht positiv beeinflusst.

#### ***4.2. Heißstelle im passiven Eisen (Streuflussproblem)***

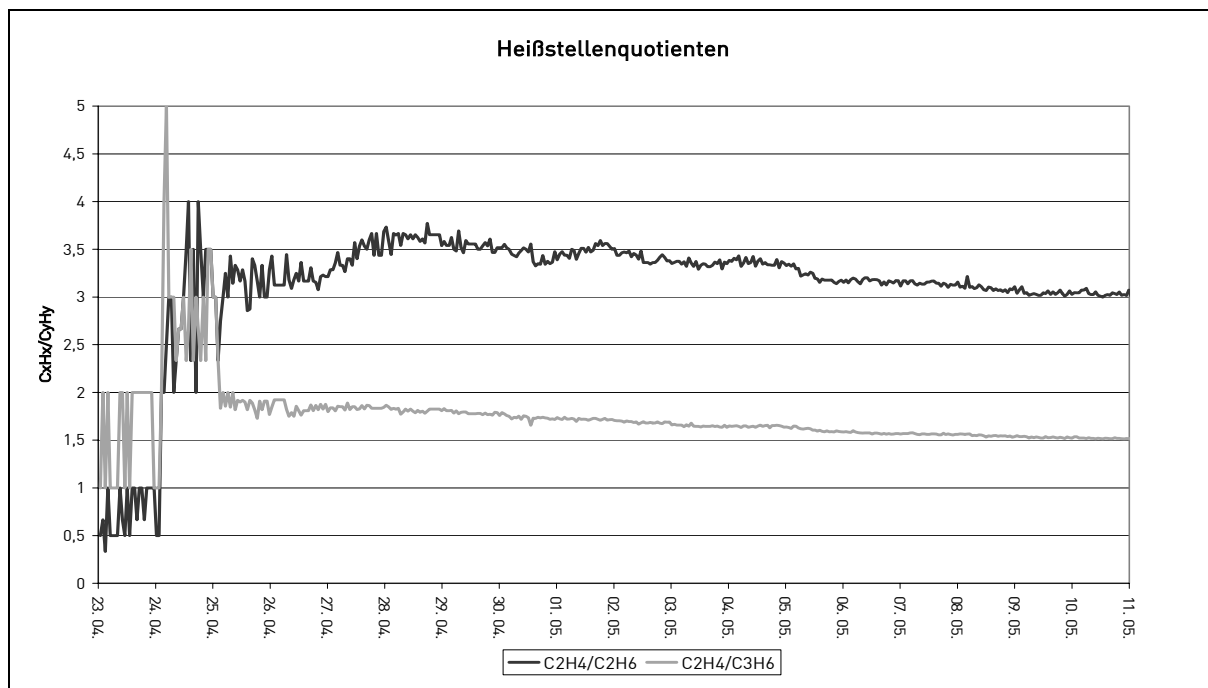
An einem 600-MVA-Maschinentransformator 400/21 kV, Baujahr 1975, der in der Kaverne eines Pumpspeicherkraftwerks eingesetzt ist, wurden bei einem längeren Werksstillstand 2002 Arbeiten an einer 400-kV-Öl-SF<sub>6</sub>-Durchführung durchgeführt. Da dieser Transformator mit einem umfangreichen Monitoringsystem inklusive eines H<sub>2</sub>-Sensors ausgestattet ist, wurde gleich nach Wiederinbetriebnahme ein Wasserstoffanstieg festgestellt. Die eingeleiteten Gas-in-Ölanalysen ergaben eindeutig, dass es sich um eine Heißstelle im Temperaturbereich 300 bis 700°C handeln musste.

Naheliegend war nun die Vermutung, dass bei der Durchführungsmontage etwas nicht in Ordnung war, z. B. der Multikontakt nicht ordnungsgemäß gesteckt wurde. Bei der nächsten betrieblichen Möglichkeit wurde dann die Durchführung wieder demontiert und überprüft, unter anderem wurde mit einem Endoskop der im Öl liegende Multikontakt visuell begutachtet. Es ergab sich, dass hier keinerlei Unregelmäßigkeiten waren. Vor Wiederinbetriebnahme des Transformators wurde nun das Öl entgast und ein online Monitoringsystem für die acht im Öl gelösten Schadgase (UNISENSOR) installiert.

Schon nach wenigen Betriebstagen konnte so anhand der Entwicklung der stündlich gemessenen Schadgase und Korrelation mit der übertragenen Last eine eindeutige Lastabhängigkeit des Fehlers festgestellt werden (Bild 8). Dadurch, dass die für die Temperatur einer Heißstelle wesentlichen Quotienten Ethen/Ethan ( $C_2H_4/C_2H_6$ ) /4/, /5/ und Ethen/Propan ( $C_2H_4/C_3H_6$ ) /5/ jedoch absolut konstant blieben (Bild 9) und somit die Temperatur des Fehlers konstant sein muss, entschied man sich, bis weitere Maßnahmen abgestimmt waren in Betrieb zu bleiben.



**Bild 8:** Lastabhängiger Anstieg der wichtigsten Heistellengase, stündliche Messungen



**Bild 9:** Verlauf der Heistellenquotienten analog Bild 9

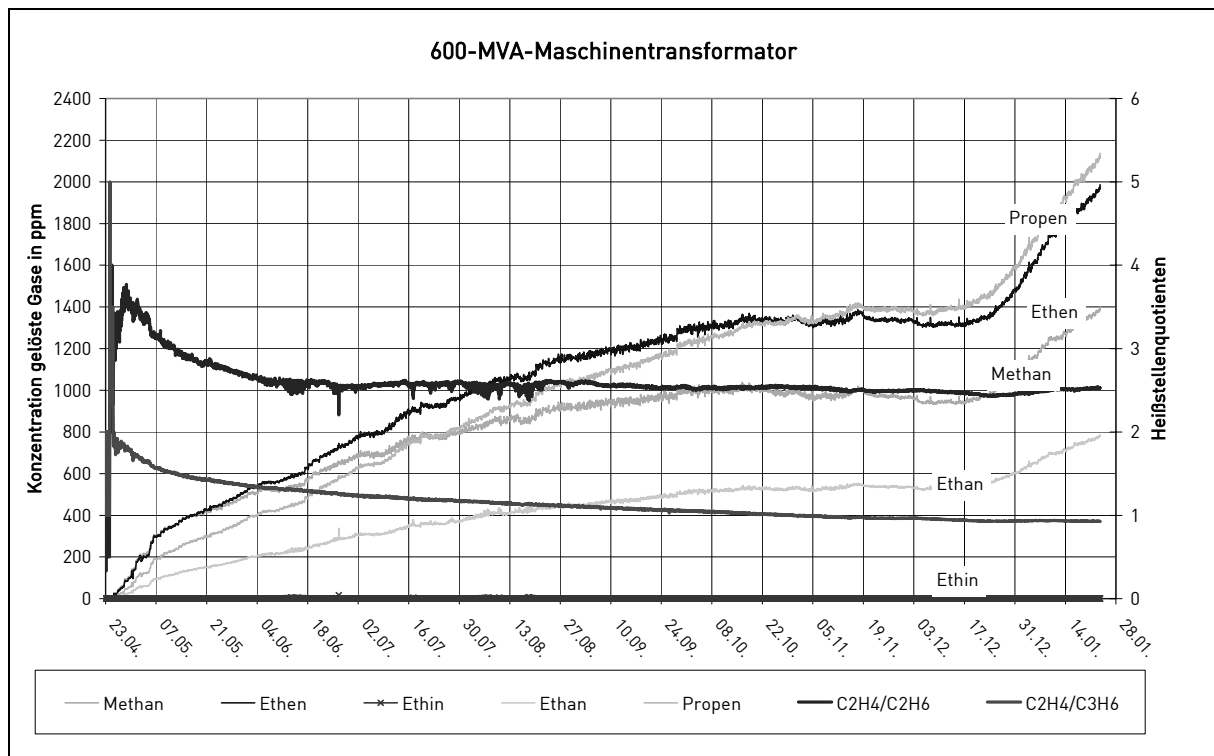
In Zusammenarbeit mit dem Transformatorenhersteller wurde ein Befundungsprogramm erarbeitet. Da aufgrund von Widerstandsmessungen und Thermovisionsuntersuchungen sowohl die Wicklungen als auch äußere Heißstellen ausgeschlossen werden konnten, blieb als lastabhängiger Fehler nur noch ein Streufeldproblem. Das heißt im Bereich der passiven Eisenkonstruktion musste durch Doppelerdung oder überbrückte Isolierteile eine vom Streufluss durchsetzte Schleife entstanden sein.

Um dies zu erhärten und mit der geringen Hoffnung einer vor Ort Reparatur, entschied man sich zu einer kompletten Ölabsenkung und Aktivteilbegehung. Die Kern- und Rahmenerdung bei dieser Konstruktion ist an einem zentralen Punkt zusammengeführt, welcher über eine Schmelzsicherung mit dem Kessel und somit mit Erde verbunden ist. Diese Schmelzsicherung war abgebrannt. Jedoch ergab eine Isolationsmessung, dass der Eisenrahmen trotzdem niederohmig geerdet war. Der Kern hingegen blieb nach lösen der definierten Kernerdung hochohmig gegen Kessel und Rahmen. Somit war klar, dass irgendwo zunächst ein zweiter Erdpunkt zwischen Kessel und passivem Eisen (Rahmen) aufgetreten sein musste (Abschmelzen der Sicherung) und inzwischen, wahrscheinlich durch thermische Spannungen bei der ungewohnt hohen Auskühlung während der erwähnten langen Stillstandsphase in 2002, eine zweite Verbindung zwischen Kessel und Aktivteil und somit eine Stromschleife entstanden war. In dieses Bild passt auch der Umstand, dass der Transformator bei seinem Transport 1975 aufgrund eines defekten Hydraulikschlauches am Fahrzeug fast gekippt wäre und in starke Schiefelage geriet. Es wurden seinerzeit trotz gründlicher Untersuchung zwar keine Fehler festgestellt, jedoch ist eine mechanische Vorschädigung aus heutiger Sicht nicht mehr auszuschließen. Durch die schlechte Zugänglichkeit des Aktivteils im Kessel, konnten diese Fehlerstellen trotz der Unterstützung einer fahrbaren Kanalkamera, nicht gefunden werden.

Der Fehler ist somit aber seinem Charakter nach bekannt und kalkulierbar. Um vorübergehend weiter in Betrieb gehen zu können, wurde die abgeschmolzene Sicherung durch einen hochohmigen Widerstand ersetzt, so dass das Aktivteil immer definiert geerdet bleibt. Aus Sicherheitsaspekten wurde zusätzlich zum Schadgasmonitoring, welches über Schwellen einen Alarm absetzt, und dem vorhandenen Hydransensor ein kombinierter Wasserstoff-/Ethin-Sensor vorgesehen, um eventuelle Eskalationen frühestmöglich zu erkennen. Jedoch kann man bei der bekannten Fehlerstelle davon ausgehen, dass so lange sich die oben erwähnten Quotienten weiterhin konstant verhalten, keine Eskalation zu befürchten ist.

Da aber natürlich jeder Fehler sich undefiniert entwickeln kann, werden im Moment verschiedene Austausch und Reparaturmöglichkeiten mit dem Hersteller geklärt und z. B. der Transportweg gesichert, so dass im Bedarfsfall schnell gehandelt werden kann. Ebenso wird untersucht, ob eine Reparatur mit einem ohnehin fälligen großen Werksstillstand kombiniert werden kann.

Da während dieser Planungen der Transformator seit April 2003 zwar mit internem Fehler, aber über diverse Monitoringeinrichtungen trotzdem definiert kalkulierbar (Bild 10) und bestmöglich überwacht in Betrieb ist, sind die Monitoringkosten schon heute weit mehr als amortisiert. Außerdem haben sie zur Fehlerfindung enorm beigetragen.



**Bild 10:** Verlauf der wichtigsten Schadgase und Quotienten seit April 2003; 1-h-Werte; im Herbst kam es zu werksbedingten Stillstandszeiten und geringer Belastung

### 4.3. Heißstelle durch Ölkohle

Bei einem 100-MVA-Transformator 220/110 kV, Baujahr 1963 wurde bei der jährlichen Gas-in-Ölanalyse (26.11.2001) ein starker Anstieg von Heißstellengasen festgestellt. In Ansätzen waren die Konzentrationen schon früher vorhanden, bei weitem aber nicht in so hohem Maß (siehe Tabelle 2). Interessanterweise stieg der Wasserstoffwert kaum mit an. Zu erwähnen ist zusätzlich, dass der Transformator ein stark undichtes Lastschalterteilgefäß hat, was die hohen Ethinwerte erklärt.

DATUM	H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub> Methan	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Ethen	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Ethin	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Ethan	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> Propen	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> Propan
16.05.2000	21	21447	57168	264	78	3748	428	380	77	384	0
26.11.2001	36	28056	65828	232	226	5168	1505	307	248	950	0
11.12.2001	54	31019	72751	232	237	5672	1662	334	262	1049	0
13.12.2001	37	28035	64400	201	194	4949	1517	298	240	1025	108
20.12.2001	37	28776	66591	226	206	4989	1544	314	254	982	-
07.01.2002	23	30110	66397	179	169	4938	1473	297	243	1029	-
11.03.2002	14	26868	59654	151	107	5114	1377	302	229	981	-
15.04.2002	9	24199	54238	178	84	5255	1316	301	229	1010	-
20.10.2002	11	27745	64680	147	24	3759	784	194	138	901	94
01.12.2003	45	29543	78328	241	104	4210	505	139	99	759	35

**Tabelle 2:** Laboranalysen 100-MVA-Transformator mit Heißstelle

Nach Bewertung der Analysen und Rücksprache mit dem Stufenschalterhersteller lag die Vermutung von Ölkohlebildung im Wählerbereich nahe. Es wurde eine Widerstandsmessung

eingeleitet, die am 04.01.2002 stattfand. Gleichzeitig wurde ein Gas-in-Öl-Monitoring (UNISENSOR) installiert und in Betrieb genommen.

Die Widerstandsmessung ergab keinen belastbaren Befund, so dass der Verdacht auf Ölkohle nicht direkt erhärtet werden konnte. Jedoch wurde bei der Messung der Stufenschalter mehrmals über den gesamten Regelbereich durchgestuft und das Gas-in-Öl-Monitoring lieferte seit diesem Tag eindeutig fallende Werte. So konnte relativ sicher davon ausgegangen werden, dass es sich doch um Ölkohle handelte, die aber durch die Bewegung aller Stufenschalterkontakte abgerieben wurde. Da die Werte weiterhin entsprechend ihrer Löslichkeit fallen, Propen ist etwa um einen Faktor 3 besser löslich in Öl als Ethen oder Ethan und fällt deshalb weniger schnell, entschied man sich bis auf weiteres überwacht in Betrieb zu bleiben und auf teure Reparaturmaßnahmen zu verzichten, die bei dem auch sonst stark gealterten Transformator unwirtschaftlich wären. Im Moment kann man davon ausgehen, dass kaum Heißstellengase produziert werden und der Heißpunkt bis auf weiteres behoben ist.

Dies ist zwar keine absolut befriedigende Lösung, jedoch stellt sie aus verschiedenen Gründen des Assetmanagements im Moment die optimale Vorgehensweise dar. So hat sich auch hier gezeigt, dass die jährliche Laboranalyse in Verbindung mit online Monitoring in der dritten Stufe ein probates Mittel war.

#### ***4.4. Teilentladungsart***

Ein 380/220-kV-Einphasentransformator, 200 MVA, Baujahr 1967 wurde im Dezember 1993 erstmals in Betrieb genommen, da er bis dahin als Reservegerät diente. Es zeigte sich im November 1997 erstmals ein gelöster Wasserstoffwert von 143 ppm, nachdem der Wert bis dahin von 25 bis 100 ppm schwankte. Im Dezember 1999 waren es dann bereits 547 ppm. Auch hier lautet die Diagnose Teilentladungen. Da jedoch kein kausaler Zusammenhang zwischen irgendwelchen Ereignissen und der Entstehung der TE hergeleitet werden kann, ist die Festlegung von Maßnahmen schwierig. Im Sommer 2001 wurde ein online Wasserstoffsensor (Hydran) installiert, der bis lang nur die Erkenntnis brachte, dass die Wasserstoffwerte zwar moderat, aber dennoch kontinuierlich ansteigen.

Aus diesem Grund entschied man sich nähere Information über Intensität und Lage der Teilentladung zu bekommen. Bereits 2002 wurde ein erster Versuch mit akustischer TE-Messung durchgeführt, der aber nur vage Ergebnisse lieferte. In 2003 wurde dann offline mit angelegter Spannung sowohl akustisch als auch elektrisch gemessen.

Die elektrische TE-Messung ergab ein Bild ähnlich der Mikroblasenmessung aus 4.1, das heißt TE in der positiven Halbwelle, mit der Spannung steigend und eine Häufung um den Nulldurchgang. Der TE-Pegel stieg bis 600 pC bei 140 kV Leiter-Erd-Spannung, der Grundstörpegel lag bei 30 bis 125 pC.

Bei der akustischen Messung gab es wiederum einige Schwierigkeiten, jedoch konnte trotzdem eine unsichere Ortung angegeben werden. Eine weitere Nachmessung im Betrieb erhärtete diese Fehlerstelle, jedoch sind die hier angewandten Ortungsverfahren der Universität Stuttgart noch in Entwicklung, weshalb eine gewisse Vorsicht bei den Ergebnissen gegeben ist. Ziel muss aber bleiben, Ergebnisse wie hier mit Vorbehalt geliefert (Bild 11) zu erhalten, um geeignete Abhilfemaßnahmen festlegen zu können. Der Hersteller des Gerätes konnte zum Beispiel bei der gezeigten Ortung ein Bauteil identifizieren, das als TE-Quelle in Frage käme. Es besteht sogar die Möglichkeit, dass es sich auch hier um einen Lufteinschluss handelt, der mit einer Vakuumbehandlung vor Ort behoben werden könnte.

Um weitere Sicherheit über den TE-Ort zu erhalten, wird eine nochmalige akustische Messung, mit aus den Erfahrungen modifizierten Geräten vorbereitet. Anschließend wird über Maßnahmen entschieden.

Sicher ist jedoch, dass bei weiterhin tendenziell steigenden Wasserstoffwerten und einem TE-Ort in der Nähe der Wicklungen zwingend Maßnahmen ergriffen werden müssen.

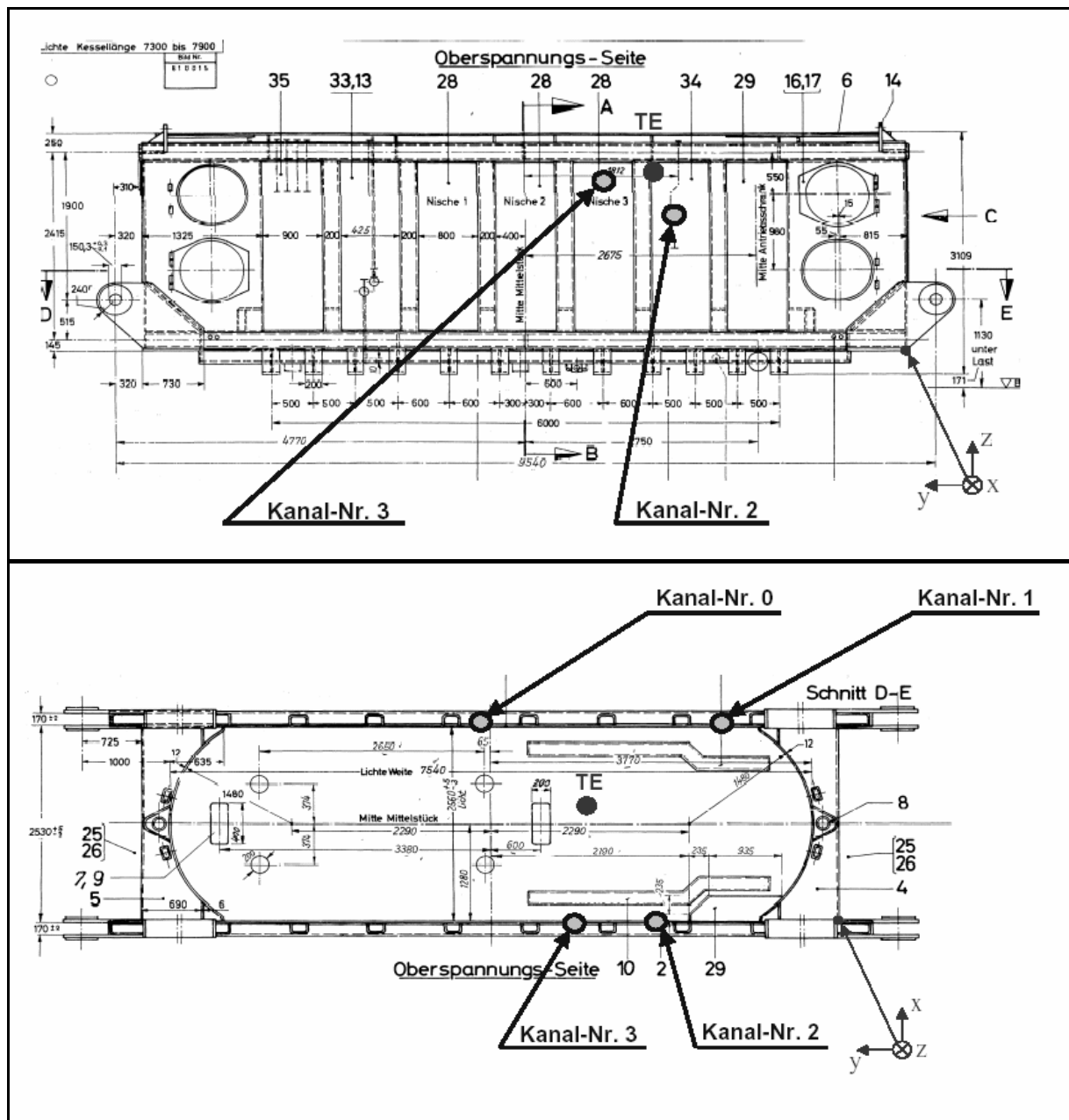


Bild 11: Möglichkeiten der TE-Ortung, Messbericht Universität Stuttgart (noch mit Vorbehalt)

## 5. Zusammenfassung

Es wurden zunächst Möglichkeiten zur Kosten-Nutzen-Bewertung von verschiedenen Monitoringsystemen gezeigt. Wichtig dabei ist, dass bei der Einschätzung von Fehlerfrüherkennungspotentialen nicht jeder Transformator gleich zu bewerten ist und der Unterschied nicht durch den Anschaffungspreis des Trafos, sondern durch die gesamten Folgekosten eines Ausfalls bestimmt werden muss. Aus diesen Betrachtungen wurde anhand des Beispiels von Netztransformatoren ein Betriebs- und Überwachungskonzept vorgestellt, das mehrstufig online und offline Methoden einbezieht.

Anhand unterschiedlicher Fehler in Transformatoren wurde konkret auf die Wirksamkeit verschiedener Methoden eingegangen. Festzuhalten bleibt dabei, dass sowohl aufwendige Monitoringsysteme, die nicht zur Standardausrüstung jedes Transformators gehören müssen, als auch neuartige vor Ort Messungen zumindest in der Fehlerrückmeldung und zur Folgekostenminimierung absolut nützlich sind.

Die Weiterentwicklung und Verbesserung von offline und online Verfahren zur Diagnostik und Optimierung des Betriebs, sowie die Ergänzung mit Systemen, die neue Wege aufzeigen, ist und bleibt somit eine wichtige Aufgabe um den Anforderungen eines technisch-wirtschaftlich optimierten Geräteeinsatzes gerecht zu werden.

- 
- /1/ "Experienced-based Evaluation of economic Benefits of On-line Monitoring Systems for Power Transformers", S. Tenbohlen, T. Stirl, ALSTOM Schorch Transformatoren GmbH (Cigré 2002)
  - /2/ „Effektive Kühlanlagensteuerung an Transformatoren“, Dr. M. Schäfer, Siemens Transformatorenwerk Nürnberg, Elektrizitätswirtschaft, Heft 23/2002
  - /3/ VDEW-Ölbuch, Band 2, Isolierflüssigkeiten
  - /4/ IEC 60599
  - /5/ „Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse“, R. Müller, H. Schliesing, K. Soldner, Elektrizitätswirtschaft 11/1977