



Stefan Filipic, BSc

Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren mit einer kontinuierlichen Gas-in-Öl-Analyse

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Uwe Schichler

Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement

Dipl.-Ing. Christof Riedmann, BSc

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum

Unterschrift

Kurzfassung

Im Bereich des Asset-Managements ist es von entscheidender Bedeutung den aktuellen Zustand und die verbleibende Restlebensdauer kostenintensiver Betriebsmittel zu kennen, um die monetären und personellen Ressourcen für die Instandhaltung bestmöglich einsetzen zu können. Die Strategien und Methoden zur Zustandsüberwachung und Bewertung sind dabei den jeweiligen Betriebsmitteln anzupassen. Für Leistungstransformatoren eignet sich in diesem Zusammenhang insbesondere die Gas-in-Öl-Analyse für eine engmaschige Zustandsüberwachung und Diagnostik, ohne dabei den Betrieb des Transformators zu beeinflussen.

Moderne DGA-Monitoringsysteme sind grundsätzlich im Stande bereits geringste Fehlergaskonzentrationen zu detektieren. Durch diverse Umwelteinflüsse und Betriebsparameter kann es allerdings zu Verschleierungs-Effekten kommen, die eine korrekte Fehlerdetektion und Interpretation drastisch erschweren. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, derartige Einflussparameter mithilfe experimenteller Untersuchungen zu identifizieren und deren Auswirkungen zu quantifizieren.

Um die Auswirkungen der diversen Einflussparameter unter kontrollierten Bedingungen untersuchen zu können, wurde zunächst eine Prüfumgebung zur Nachbildung unterschiedlicher thermischer und elektrischer Defekte geschaffen. Die entworfene Prüfumgebung ermöglichte zusätzlich eine reproduzierbare Variation der Einflussgrößen, wie Energieeintrag, Entgasungsverhalten, Ölvolumen und Öltemperatur. Die Fehlergasanalyse erfolgte dabei mithilfe des DGA-Monitoringsystems vom Typ TM8 der Firma Qualitrol/Serveron.

Die durchgeführten Versuche belegen eine signifikante Abhängigkeit der gebildeten Gaskonzentrationen von der den Fehler umgebenden Ölmenge und von der an der Fehlerstelle umgesetzten Energie. Außerdem konnte eine direkte Beeinflussung der Detektionszeit (Totzeit) durch die Öltemperatur und die Entfernung der Entnahmestelle zum Fehlerort nachgewiesen werden. Bezogen auf die Fehlergaskonzentration und deren Gasanstiegsrate ist ein Unterschied zwischen hermetisch geschlossenen und frei-atmenden Systemen zu erkennen.

Keywords: Gas-in-Öl-Analyse, Transformator, Zustandsbewertung, Anlagenmanagement

Abstract

In the field of asset management, detailed information regarding the condition and remaining lifetime of electrical equipment is crucial for the optimal utilization of existing monetary and human resources. However, the strategies and methods for condition monitoring have to be chosen under consideration of the respective equipment. For power transformers, for instance, the method of choice is the so-called dissolved gas analysis. The (online) dissolved gas analysis enables the operator to continuously monitor and assess the equipment's condition without any interference with regular operation.

In general, modern gas analyzers are capable of detecting minute concentrations of fault gases. In practice, however, various environmental conditions and operating parameters can cause veiling effects, which could hinder the detection and interpretation of fault gases considerably. The goal of this thesis is to identify such influencing parameters and to quantify their impact on the analysis of fault gasses.

To be able to investigate the effects of various influencing parameters under controlled conditions, several test vessels, which allow the replication of different typical transformer defects, have been designed and built. The test vessels also allow a reproducible variation of the relevant conditions, such as energy input, degassing and oil volume as well as oil temperature. The fault gas analyses were carried out with the TM8 online DGA monitor built by Qualitrol/Serveron.

The conducted experiments clearly indicate that the resulting fault gas concentrations are not only affected by the fault's energy input but also by the surrounding oil volume. Furthermore, the detection delay time has been found to vary significantly with the oil temperature and the location the oil sample has been drawn in relation to the fault location. In the case of sealed and breathing transformers, significant differences have been observed regarding the overall fault gas concentrations as well as their rates of increase.

Keywords: dissolved gas analysis, transformer, condition assessment, asset management

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Grundlagen	2
2.1	Transformatoren	2
2.1.1	Aufbau und Einsatzbereiche	2
2.1.2	Fehler und Fehlerursachen	3
2.2	Ölzersetzung	4
2.2.1	Beschreibung der Isolierflüssigkeiten.....	4
2.2.2	Chemische Grundlagen.....	6
2.2.3	Zersetzung und Zersetzungsprodukte von Mineralöl.....	7
2.3	Instandhaltung und Zustandsbewertung	8
2.3.1	Instandhaltung	8
2.3.2	Instandhaltungsstrategien	9
2.3.3	Zustandsbewertung	12
3	Gas-in-Öl-Analyse	13
3.1	Grundlagen.....	13
3.1.1	Einleitung.....	13
3.1.2	Gasextraktion	13
3.1.3	Gasanalyse	14
3.2	Fehlerquellen in Transformatoren	16
3.3	Auswerteverfahren	19
3.3.1	Typische Gaskonzentrationen.....	19
3.3.2	Schlüsselgasmethode	19
3.3.3	Quotientenvergleich von Fehlergasen	20
3.4	Ausgewählte Post-Mortem-Untersuchungen	24
3.5	Online DGA-Monitoringsystem des Typs TM8 der Firma Qualitrol/Serveron	29
4	Messtechnische Untersuchungen	30
4.1	Messobjekte	30
4.2	Verwendete Messaufbauten.....	32

4.2.1	Durchschlagversuche mit Wechselspannung	32
4.2.2	Durchschlagversuche mit Blitzstoßspannung	33
4.2.3	Teilentladungsversuche	36
4.2.4	Versuche mit thermischen Defekten	37
4.3	Durchgeführte Versuche	38
5	Ergebnisse und Interpretation	40
5.1	Ergebnisse der Durchschlagversuche mit Wechselspannung	40
5.1.1	5-Liter-Gefäß, frei-atmendes System	40
5.1.2	16-Liter-Gefäß, frei-atmendes System	42
5.2	Einfluss der Vor- und Rücklaufleitung auf die gemessenen Gaskonzentrationen	43
5.3	Durchschlagversuche mit Blitzstoßspannung im 170-Liter-Gefäß	45
5.4	Teilentladungsversuche im 170-Liter-Gefäß	48
5.5	Teilentladungsversuche im 5-Liter-Gefäß	50
5.6	Thermische Defekte im 5-Liter-Gefäß	54
5.6.1	Einleitung	54
5.6.2	Thermischer Defekt mit $\vartheta = 300 \text{ °C}$, hermetisch geschlossen System	54
5.6.3	Thermischer Defekt mit $\vartheta = 380 \text{ °C}$ im hermetisch geschlossen System	55
5.6.4	Thermischer Defekt mit $\vartheta > 700 \text{ °C}$ im hermetisch geschlossen System	56
5.6.5	Thermischer Defekt mit $\vartheta = 280 \text{ °C}$ im frei-atmenden und hermetisch geschlossen 5-Liter-Prüfling	58
6	Auswirkungen auf die Praxis	61
7	Zusammenfassung	62
8	Literaturverzeichnis	65
Anhang	67

1 Einleitung

Die gegenwärtig stattfindenden Veränderungen auf dem europäischen Energiemarkt (Energiewende) stellen neue Herausforderungen an das Energieversorgungssystem. Einerseits unterliegt das europäische Netz einer fortschreitenden Dezentralisierung und andererseits vergrößern sich die Distanzen zwischen Erzeuger und Verbraucher. Durch den Anstieg an zu übertragender Energie ist die Redundanz der Energieversorgung in gewissen Bereichen stark gefährdet, sodass bereits das Versagen einzelner Systemkomponenten zu großflächigen Versorgungsengpässen führen kann. Im Bereich des Asset-Managements ist es daher von besonderer Bedeutung, den aktuellen Zustand und die verbleibende Restlebensdauer kostenintensiver Betriebsmittel zu kennen, um die monetären und personellen Ressourcen für die Instandhaltung bestmöglich einsetzen zu können. Leistungstransformatoren, deren Anschaffungskosten mehrere Millionen Euro betragen können, stellen in diesem Zusammenhang als Knotenpunkte im Übertragungsnetz eine der wichtigsten Komponenten der elektrischen Energieübertragung dar. Da sie unabdingbar für eine sichere und zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie sind, ist deren engmaschige Zustandsüberwachung und Diagnostik unerlässlich [1].

Neben einer Vielzahl anderer off- und online-Prüfmethoden zur Zustandsbewertung bietet insbesondere die kontinuierliche Gas-in-Öl-Analyse eine Möglichkeit der Zustandsüberwachung und Fehlerinterpretation, ohne den Betrieb des Transformators zu unterbrechen. Dieses Verfahren beruht auf der Analyse typischer, im Isolieröl gelöster Fehlertypen, die durch thermische und elektrische Überbeanspruchungen im Transformatorinneren entstehen.

Moderne Gas-in-Öl-Analysesysteme sind im Stande, bereits geringste Fehlertypkonzentrationen zu detektieren. Durch diverse Umwelteinflüsse und Betriebsparameter kann es allerdings zu Verschleierungseffekten kommen, die eine korrekte Fehlerdetektion und Interpretation drastisch erschweren. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, derartige Einflussparameter mithilfe experimenteller Untersuchungen zu identifizieren und deren Auswirkungen zu quantifizieren.

Um die Auswirkungen der diversen Einflussparameter unter kontrollierten Bedingungen untersuchen zu können, wurde zunächst eine Prüfumgebung zur Generierung unterschiedlicher thermischer und elektrischer Defekte geschaffen. Die entworfene Prüfumgebung ermöglichte zusätzlich eine reproduzierbare Variation der fraglichen Randbedingungen, wie Energieeintrag, Entgasungsverhalten, Ölvolumen und Öltemperatur. Die Fehlertypanalyse erfolgte dabei mithilfe des DGA-Monitoringsystems des Typs TM8 der Firma Qualitrol/Serveron.

Dabei wurde unter anderem die Abhängigkeit der gebildeten Gaskonzentrationen von der, den Fehler umgebenden, Ölmenge und von der, an der Fehlerstelle umgesetzten, Energie, untersucht. Zusätzlich wurde erforscht, welche Parameter die Detektionsverzögerung (Totzeit) des Monitoringgeräts beeinflussen. Da die Bauform des Transformators große Auswirkung auf die Fehlertypkonzentrationen und deren Gasanstiegsrate haben, wurden die Versuche sowohl bei hermetisch geschlossenen als auch bei frei-atmenden Versuchsaufbauten durchgeführt.

2 Grundlagen

2.1 Transformatoren

2.1.1 Aufbau und Einsatzbereiche

Leistungstransformatoren spielen in der Energieübertragung eine wichtige Rolle. Sie dienen zur Kopplung verschiedener Netzebenen und werden aber auch strategisch als Phasenschiebertransformatoren zur Lastflussregelung im übergeordneten Hoch- und Höchstspannungsnetzen eingesetzt. Leistungstransformatoren werden in zwei Hauptgruppen unterteilt [2, 3]:

- Öltransformatoren mit einer guten Wärmeleitfähigkeit (Kühlung) des Öls für Leistungsbereiche bis zu einigen MVA.
- Trockentransformatoren (Gießharztransformatoren), die als besonders umweltfreundlich eingestuft werden. Aufgrund mangelnder Kühleigenschaften liegt ihr Leistungsbereich jedoch weit unter dem der Öltransformatoren.

In Bild 1 wird der Aufbau eines Dreiphasen-Leistungstransformators dargestellt. Das Aktivteil (1) besteht aus kornorientierten, voneinander isoliert geschichteten, Elektroblechen (kaltgewalzt), die den Eisenkern (Mantel- oder Kern-Typ) ergeben und den, an den Schenkeln des Eisenkerns angebrachten, Ober- und Unterspannungswicklungen (konzentrische Zylinderwicklungen oder als Scheibenwicklungen) [3].

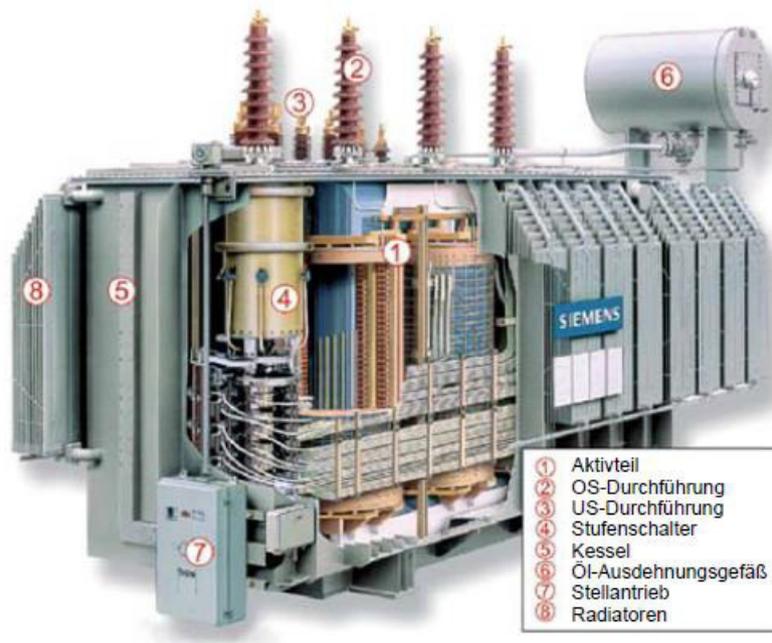


Bild 1: Aufbau und Komponenten eines Leistungstransformators [4]

Über die Oberspannungs- und Unterspannungs-Durchführungen werden die einzelnen Wicklungsstränge herausgeführt. Der Stufenschalter dient zur Spannungsanpassung der Ausgangsspannung an die Netzgegebenheiten und wird aus Isolationsgründen meistens an der Unterspannungsseite angebracht. Als Isolierstoff zwischen den einzelnen Wicklungen und auch gegen den geerdeten Kessel selbst werden ein flüssiges Isoliermedium (z. B. Mineralöl) und ölprägnierte Faserstoffe aus Zellulose, verwendet.

Durch das Isolieröl wird eine gute Wärmeabfuhr durch Konvektion und eine hochwertige Isolierung gewährleistet. Das Öl-Ausdehnungsgefäß dient zum Ausgleichen der thermischen Ausdehnung des Öls aufgrund von unterschiedlichen Belastungszuständen und den Umgebungstemperaturschwankungen und ist üblicherweise über eine Trocknungsvorlage (Silikagel) mit der Umgebungsluft verbunden (frei-atmend) [2]. Unter anderem werden auch Bauformen von Leistungstransformatoren eingesetzt, deren Ausgleichsgefäß nicht mit der Umgebungsluft verbunden ist (hermetisch geschlossen). Durch die gute Wärmeleitfähigkeit des Isolieröls kann die entstandene Verlustwärme zu den Radiatoren, die zur Kühlung des Transformators dienen, geführt werden. Besonders bei sehr leistungsstarken Transformatoren (> 100 MVA) wird auf eine erzwungene Umwälzung des Isolieröls und eine Wasserkühlung gesetzt, um die zulässigen Betriebstemperaturen einzuhalten. Eine Überschreitung der festgelegten Betriebstemperatur um $6 - 10$ K, hat bereits eine deutliche Beschleunigung der Alterungsvorgänge im Isoliersystem (Isolieröl und Feststoffisolierung) zur Folge [3].

2.1.2 Fehler und Fehlerursachen

Die Arbeitsgruppe A2.37 der CIGRE hat 364 Fehler in Leistungstransformatoren mit $U_N > 100$ kV nach Fehlerort und Wahrscheinlichkeit bzw. Häufigkeit ausgewertet (Bild 2). In Summe wurden 156.000 Transformatoren von 48 Energieversorgungsunternehmen aus 16 Ländern in die Studie miteinbezogen. Dabei wurden insgesamt 685 Ausfälle von Leistungstransformatoren (364 Fehler) und Maschinentransformatoren (321 Fehler) dokumentiert und ausgewertet [5].

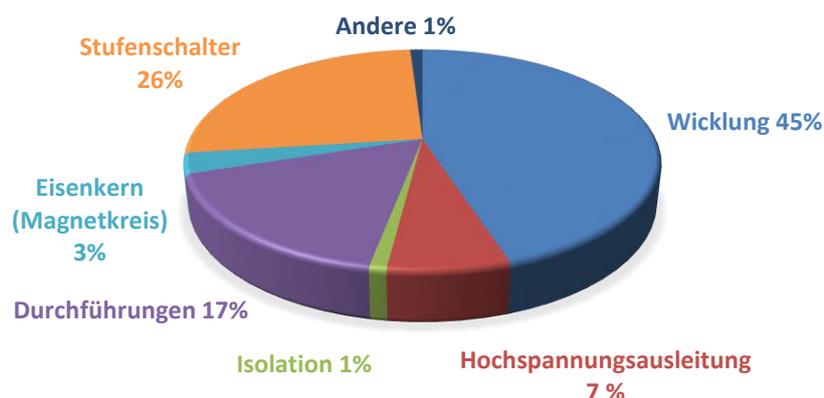


Bild 2: Fehlerursachen von Leistungstransformatoren und deren Häufigkeit (basierend auf 364 Fehlern bei Leistungstransformatoren mit $U_N > 100$ kV)

In Tabelle 1 werden die Fehlerraten λ von Transformatoren in Abhängigkeit von der Spannungsebenen gezeigt. Dabei betrug die durchschnittliche Fehlerrate λ der Gesamtausfälle 0,44 % [5, 6]. Die Fehlerrate ist gemäß Gleichung 2.1 definiert.

$$\lambda = 100 \cdot \frac{\sum_i n_i}{\sum_i N_i} \quad (2.1)$$

n_iAnzahl an Transformatoren die im i-ten Jahr ausgefallen

N_iAnzahl an Transformatoren die im i-ten Jahr im Betrieb sind

Tabelle 1: Fehlerraten von Leistungstransformatoren in Abhängigkeit der Spannungsebene [5]

	Spannungsebene in kV					
	69 ≤ U < 100	100 ≤ U < 200	200 ≤ U < 300	300 ≤ U < 500	U ≥ 700	Alle
Fehler	145	212	163	154	11	685
Transformator-Jahre	15220	48994	47473	2930	2930	156186
Fehlerrate	0,95%	0,43%	0,34%	0,37%	0,38%	0,44%

2.2 Ölersetzung

2.2.1 Beschreibung der Isolierflüssigkeiten

Isolierflüssigkeiten in elektrischen Betriebsmitteln haben mehrere Aufgaben. Sie dienen zur Aufrechterhaltung der elektrischen Festigkeit bei Betriebsmitteln wie Leistungstransformatoren und füllen Leerräume im Inneren des Transformators und der Feststoffisolierung aus. Eine weitere wichtige Aufgabe besteht in der Abfuhr der Verlustwärme. Die Analyse von Isolierflüssigkeiten kann auch zur Zustandsbewertung von Transformatoren herangezogen werden [7].

Mineralöle: Isolierflüssigkeiten auf Mineralölbasis (z. B. Nynas Nytro 4000A und Shell Diala DX) sind die am häufigsten angewandten Isolierflüssigkeiten. Sie werden aus Erdöl durch Vakuumdestillation, Raffination und durch Zugabe von Inhibitoren (Zusatzstoffe, um den Alterungsprozess zu verringern) hergestellt [2, 7]. Mineralöle bestehen aus einem Gemisch verschiedener Kohlenwasserstoff-Moleküle (CH-, CH₂- und CH₃- Gruppen), die über Kohlenstoff-Kohlenstoff-Bindungen miteinander verbunden sind (Bild 3) [8].

Paraffine sind Kettenmoleküle ohne Doppelbindungen und verhindern das Fließen des Öles bei tiefen Temperaturen. Sie sind deshalb nicht gut geeignet für Anwendungen in sehr kalten Bereichen. Naphtene sind hingegen gut für tiefe Temperaturen geeignet und bestehen aus ringförmigen Kohlenwasserstoff-Bindungen. Aromate neigen durch Zufuhr von Sauerstoff oder Licht zu beschleunigter Alterung. Sie bestehen aus Kohlenwasserstoffen mit einem Benzolring. Diese Aromate lassen sich durch Hydrierung zu wesentlich stabileren Naphtenen umwandeln und besitzen die vorteilhafte Eigenschaft der Gasfestigkeit (können Wasserstoff H₂ anlagern). Olefine sind ketten- oder ringförmige Moleküle mit Doppelbindungen. Aufgrund ihrer

ungesättigten Doppelbindungen sind sie chemisch angreifbar und sollten daher nur in geringen Mengen im Mineralöl vorkommen [2].

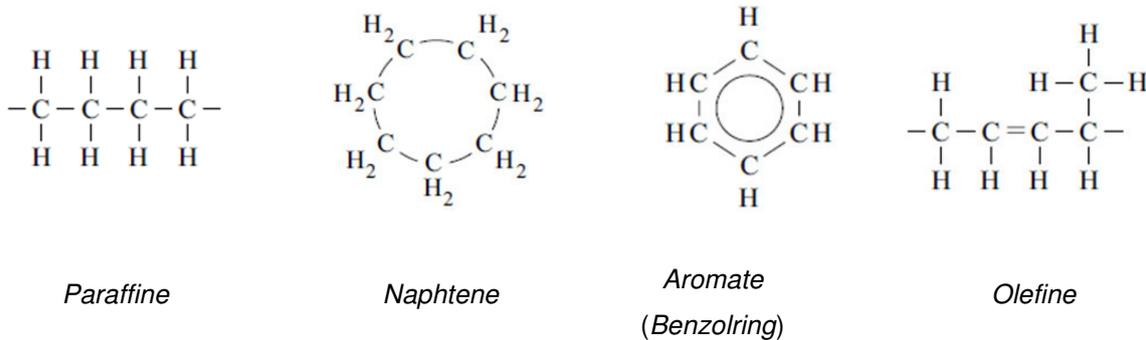


Bild 3: Grundbestandteile von auf Mineralöl basierenden Isolierflüssigkeiten [7]

Speziell in Transformatoren, deren Lebensdauer mehrere Jahrzehnte ($t \geq 40$ Jahre) beträgt, wird auf alterungsstabile Öle gesetzt. Dies kann einerseits durch Zuführung von monozyklischen Aromaten (mit Benzolring), die etwas alterungsstabiler sind, und andererseits durch Einbringen von Inhibitoren (Zugabe eines Stoffes, um die Oxidation zu verringern) erfolgen. Die Durchschlagsfeldstärke von Mineralölen liegt typischerweise bei $E_{DS} \geq 280$ kV/cm. Mineralöle sind brennbar und haben ihren Flammpunkt bei etwa $\vartheta \geq 140$ °C. Isolierflüssigkeiten auf Mineralölbasis gelten außerdem als wassergefährdend [2, 7].

Natürliche Ester: Die Basis von natürlichem Ester (z. B. Cargill Envirotemp FR3™) sind Öle pflanzlichen Ursprungs, die durch Einbringen von Zusatzstoffen (Additiven in geringen Mengen) die gewünschten dielektrischen Eigenschaften erreichen. Typischerweise handelt es sich bei diesen Isolierflüssigkeiten um Triglyceride (dreifache Ester-Bindungen des dreiwertigen Alkohols Glycerin mit drei Säuremolekülen). Natürliche Ester sind biologisch abbaubar und haben einen sehr hohen Flammpunkt von $\vartheta \geq 275$ °C. Ihre Durchschlagfeldstärke liegt bei $E_{DS} \geq 300$ kV/cm. Aufgrund ihrer Zusammensetzung haben natürliche Ester eine geringe Oxidationsstabilität und finden daher nur in hermetisch geschlossenen Transformatoren Einsatz [7].

Synthetische Ester: Hier handelt es sich anders als bei dem natürlichen Ester um ein auf Pentaerythriol (Vier-Wertiger Alkohol) basierenden künstlich hergestellten Ester (z. B. M&I Materials Ltd Midel® 7131). Synthetische Ester weisen eine sehr gute Oxidationsstabilität auf. Der Flammpunkt liegt bei $\vartheta \geq 300$ °C und er ist biologisch abbaubar. Die Durchschlagsfeldstärke liegt bei $E_{DS} \geq 300$ kV/cm. Da synthetische Ester in der Herstellung teuer sind, wird bei Leistungstransformatoren hauptsächlich auf Mineralöl gesetzt [2, 7].

Synthetische Silikonflüssigkeit: Sie bestehen aus linearen Polymeren (Sauerstoff- und Silicium-Bindungen, die von Methylgruppen CH_3 umlagert werden) mit begrenzter Länge (z. B. Wacker Silicones Powersil Fluid TR 50). Im Gegensatz zu den bereits erwähnten Isolierflüssigkeiten zeichnet sich die synthetische Silikonflüssigkeit durch eine gute Oxidationsbeständigkeit aus. Die Durchschlagfeldstärke liegt jedoch nur bei

$E_{DS} \geq 160 \text{ kV/cm}$. Der Flammpunkt liegt bei $\vartheta \geq 300 \text{ °C}$ und die Silikonflüssigkeit wird als ökologisch unbedenklich eingestuft [2, 7].

In Tabelle 2 werden die Durchschlagfeldstärke und der Flammpunkt der genannten Isolierflüssigkeiten gegenübergestellt.

Tabelle 2: Spannungsfestigkeit und Flammpunkt unterschiedlicher Isolierölarnten [7]

Isolierflüssigkeit	Durchschlagfeldstärke in kV/cm	Flammpunkt in °C
Mineralöl	≥ 280	140
natürliches Ester	≥ 300	275
synthetisches Ester	≥ 300	300
synthetisches Silikonöl	≥ 160	300

2.2.2 Chemische Grundlagen

Zur Erklärung der grundlegenden chemischen Zersetzungsprozesse wird Mineralöl herangezogen, welches als die am häufigsten eingesetzte Isolierflüssigkeit gilt. Generell wird für die Aufspaltung einer chemischen Bindung eine stoffabhängige Energiemenge benötigt. Dabei ist die Quelle der zugeführten Energie nicht von Bedeutung. Das heißt, dass die Energien (thermische, kinetische, etc.) des Mineralöls an sich genauso auf die Bindung einwirken, wie die durch einen elektrischen oder thermischen Fehler zugeführte Energie. Durch deren Einwirken kommt es zu einer Spaltung der Kohlen-Wasserstoff- und Kohlenstoff-Kohlenstoff-Bindungen, die zur Bildung von kleinen instabilen Fragmenten, radikalischer oder ionischer Natur, führen. Diese gebildeten Fragmente kombinieren sehr schnell zu Gasmolekülen, sowie festen Kohlenstoffpartikeln und Kohlenwasserstoffpolymeren (auch als X-Wachs bekannt) [8].

Zu den gebildeten Gasen zählen unter anderem Wasserstoff (H-H), Methan (CH₃-H), Ethan (CH₃-CH₃), Ethylen (CH₂=CH₂) und Acetylen (CH≡CH) sowie auch höherwertige Kohlenwasserstoff-Bindungen (z. B. Propen C₃H₆, Propan C₃H₈) [8]. Bild 4 dient zur Verdeutlichung des Ablaufs einer chemischen Reaktion. Als Edukt wird der Ausgangsstoff vor der chemischen Reaktion und als Produkt das Ergebnis der chemischen Reaktion bezeichnet. Die Aktivierungsenergie E_A (im Bereich von ca. 20 – 150 kJ/mol) ist die minimale Energie, die benötigt wird, um eine chemische Reaktion auszulösen. Der gesamte Reaktionsprozess steht im direkten Zusammenhang mit der Temperatur. Das heißt, eine Erhöhung der Temperatur (Erhöhung der thermischen Energie) führt dazu, dass eine geringere zusätzliche Energiezufuhr für die Aufspaltung benötigt wird (Aktivierungsenergie $E_A = \text{thermische Energie } E_U + \text{kinetische Energie } E_K + \text{Defektenergie } E_D$). Die Reaktionsenthalpie $\Delta_R H$ ist die umgesetzte Energiemenge (Differenzenergie) bei konstantem Druck, die bei einer Umwandlung von einem Edukt zu einem neuen Produkt umgesetzt wird. Aus der Aktivierungsenergie für die Rückreaktion geht hervor, dass für die Rückgewinnung des Ausgangsstoffes eine größere Energie benötigt wird. Ein System strebt immer ein niedrigeres Energieniveau an.

Aus diesem Grund kommt es nach der Aufspaltung zu keinem Rückfall in das Ausgangsprodukt, sondern durch Rekombinationen zu neuen Stoffzusammensetzungen (Gasmoleküle, Feststoffe) [9]. In Tabelle 3 ist die nötige Aktivierungsenergie zur Aufspaltung der einzelnen Bindungen und die daraus resultierenden Produkte aufgelistet.

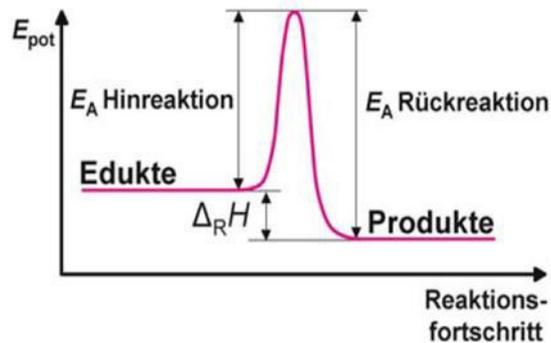


Bild 4: Energieverlauf bei einer chemischen Reaktion [9]

Tabelle 3: Zusammenhang zwischen der Aktivierungsenergie E_A und den daraus entstehenden Gasmolekülen [8]

Edukte	Aktivierungsenergie E_A (in kJ/mol)	Rekombinationsprodukte (Gasmoleküle)
Kohlenwasserstoff C-H-Bindungen	338	Wasserstoff H_2
Kohlenstoff-Kohlenstoff C-C-Bindungen	607	C-C-Einfachbindungen (Methan)
Kohlenstoff-Kohlenstoff C-C-Bindungen	720	Kohlenstoff-Kohlenstoff C=C-Bindungen (Ethan, Ethylen, Acetylen)
Kohlenstoff-Kohlenstoff C-C-Bindungen	960	Kohlenstoff-Kohlenstoff C≡C-Bindungen (Propan, Propen)

2.2.3 Zersetzung und Zersetzungsprodukte von Mineralöl

In Kapitel 2.2.2 wurde über die Aufspaltung von Kohlenwasserstoffbindungen und deren Rekombination zu Gasmolekülen sowie deren Bildung von Feststoffen gesprochen. In Tabelle 4 sind die in Mineralöl vorkommenden Gase (natürlich oder stressbedingt) aufgelistet, welche in Form von gelösten Gasen im Öl oder auch als freie Gase vorliegen können.

Kohlenmonoxid CO und Kohlendioxid CO₂ sind ein Indiz für einen Fehler mit Beteiligung der Zelluloseisolierung (Papier, Pressspan). Die schwach gebundenen CO-Moleküle und glykosidischen Bindungen sind wenig stabil gegenüber Temperaturen von $\vartheta > 105 \text{ °C}$. Der Anstieg von Kohlenmonoxid und Kohlendioxid

kann mit zunehmendem Sauerstoffgehalt im Öl zusammenhängen. Bei Fehlern mit niedriger Energie (z. B. Teilentladungen) wird begünstigt Wasserstoff H₂ als Hauptrekombinationsgas gebildet.

Ethan C₂H₆ und Methan CH₄ bilden sich bereits bei moderaten Öltemperaturen (Stray Gassing, $\vartheta < 200$ °C). Bei Temperaturen oberhalb von $\vartheta = 500$ °C wird die Bildung von Ethylen (C₂H₄) begünstigt, wobei geringe Mengen auch unterhalb von einer Temperatur $\vartheta = 500$ °C zu finden sind. Acetylen (C₂H₂) wird vor allem in Lichtbögen gebildet, in deren Kanälen die Temperatur mehrere tausend Grad erreichen kann. Allgemein kann sich Acetylen bei $\vartheta > 800$ °C bilden, wobei signifikante Mengen auch bei geringeren Temperaturen entstehen können. Propan (C₃H₈) und Propen (C₃H₆) werden bei hohen Energieeinträgen gebildet. Für die Gas-in-Öl-Analyse und deren möglichen Auswerteverfahren (Duval, IEC, Rogers usw.) finden die beiden letztgenannten keine direkte Berücksichtigung. Gase können sich nicht nur aufgrund eines Fehlers in einem Betriebsmittel bilden. Auch durch natürliche Alterungsprozesse sowie Korrosion oder chemische Reaktionen an Stahl, unbeschichteten Oberflächen usw. kann es zu einem unerwünschten Anstieg der Gaskonzentration in einem Betriebsmittel führen [8]. Unter dem bereits genannten Stray Gassing wird eine unerwartete Gasbildung verstanden, die ebenfalls nicht als Fehler in einem Betriebsmittel zu deuten ist [10]

Tabelle 4: Auflistung der vorkommenden Gase [8]

Gase	Symbole
Stickstoff	N ₂
Sauerstoff	O ₂
Wasserstoff	H ₂
Kohlenmonoxid	CO
Kohlendioxid	CO ₂
Methan	CH ₄
Ethan	C ₂ H ₆
Ethylen	C ₂ H ₄
Acetylen	C ₂ H ₂
Propan	C ₃ H ₈
Propene	C ₃ H ₆

2.3 Instandhaltung und Zustandsbewertung

2.3.1 Instandhaltung

Die Instandhaltung ist ein zentrales Element des Asset-Managements und hat die Aufgabe, durch strategische geplante Instandhaltungsmaßnahmen die Langlebigkeit und Zuverlässigkeit elektrischer Betriebsmit-

tel, wie Leistungstransformatoren, über die gesamte Lebensdauer zu sichern und somit vorhandene materielle und monetäre Ressourcen optimal einzusetzen. Für das Instandhaltungsmanagement werden gewisse betriebsmittelspezifische Randbedingungen herangezogen und beobachtet, um eine für die Betriebsmittel sinnvolle Strategie zu entwickeln. Dazu zählen die Ausfallwahrscheinlichkeit des Betriebsmittels und deren Konsequenz im Falle einer Störung, die Gegenüberstellung der Instandhaltungskosten und der Investitionskosten, die Verfügbarkeit einzelner Ersatzteile oder eines neuen Betriebsmittels, die Verfügbarkeit von Redundanzen im Netz, die Reaktionsfähigkeit des Personals usw. [1, 11].

Im Europäischen-Raum und speziell in Österreich sind für das Asset-Management und die Instandhaltung im Allgemeinen folgende Normen bzw. Standards von Bedeutung:

- ISO 9000:2015 Quality Management Systems – Fundamentals and Vocabulary
- ISO 9001:2015 Quality Management Systems – Requirements
- ISO 9004:2018 Quality Management Systems – Quality of an Organization – Guidance to Achieve Sustained Success
- ISO 19011:2018 Guidelines for Auditing Management Systems
- ISO 55000:2014 Asset Management – Overview Principles and Terminology
- ISO 55001:2014 Asset Management – Managementsystems – Requirements
- ISO 55002:2014 Asset Management – Managementsystems – Guidelines for the Application of ISO 55001

Die Instandhaltung wird in mehrere Bereiche gegliedert:

- Inspektion
- Wartung
- Instandsetzung
- Verbesserung

Die Inspektion bezieht sich ausschließlich auf die Beurteilung (Begehung, Sichtkontrolle, Funktionskontrolle, Zustandsermittlung und Beurteilung) des Ist-Zustandes eines Betriebsmittels, aus deren Ergebnis anschließend die notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen abgeleitet werden können. Die Wartung wird zur Bewahrung des Soll-Zustandes durchgeführt und um frühzeitige Ausfälle eines Betriebsmittels, durch Wiederauffüllen des Abnutzungsvorrates, zu vermeiden.

Unter Instandsetzung wird die Wiederherstellung eines Soll-Zustandes nach einem Fehler (Ausfall eines Teils oder des gesamten Betriebsmittels) verstanden. Verbesserungen werden in der Regel im Zuge einer Wartung durchgeführt und beinhalten Maßnahmen zur Steigerung der Funktionssicherheit eines Betriebsmittels oder zur Verlängerung der Lebensdauer, ohne deren Funktion zu ändern [10].

2.3.2 Instandhaltungsstrategien

Instandhaltungsstrategien können unterteilt werden in:

Ereignisorientierte Instandhaltung: Bild 5 zeigt grafisch die Vorgehensweise einer ereignisorientierten Instandhaltung. Das Betriebsmittel wird erst nach Eintritt eines Fehlers einer Instandhaltung unterzogen. Dies bedeutet eine Unterbrechung der Betriebsführung und wird ausschließlich bei Betriebsmitteln mit geringen Investitionskosten und bei denen auch die Folgekosten aufgrund eines Betriebsausfalls gering sind, verwendet [10].

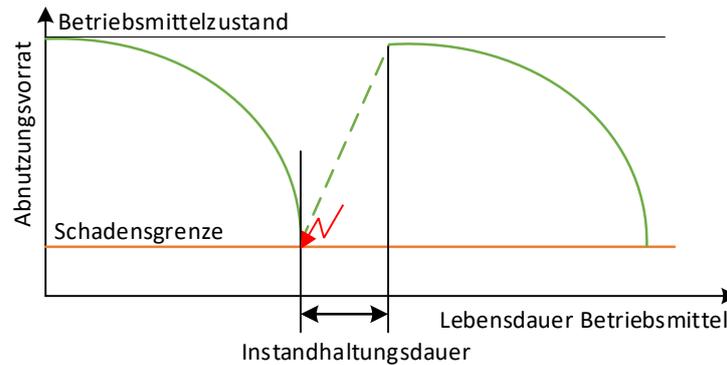


Bild 5: Grafische Darstellung einer ereignisorientierten Instandhaltung [12]

Zeitorientierte Instandhaltung: Bei der zeitorientierten Instandhaltung werden die Inspektionen und Wartungsarbeiten nach festgelegten Zeitintervallen unabhängig des tatsächlichen Zustandes durchgeführt (Bild 6). Die Zeitintervalle basieren im Allgemeinen auf Herstellerangaben und Erfahrungswerten, die wiederum auf bekannten Alterungsprozessen und Schadensstatistiken begründet sind. Ziel dieser Strategie ist die Vermeidung von Störungen eines Betriebsmittels [10].

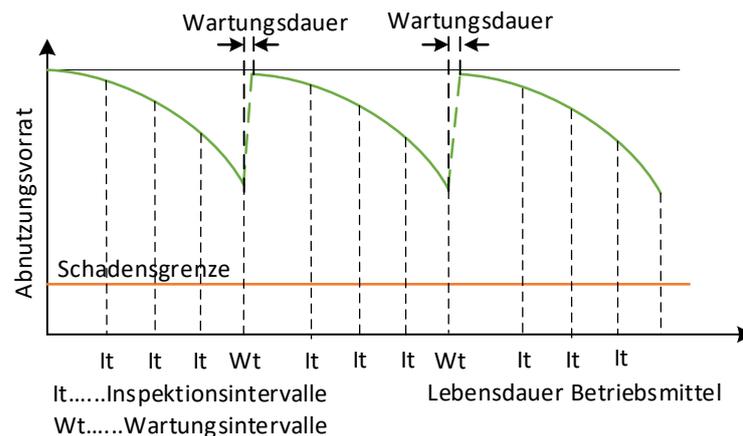


Bild 6: Grafische Darstellung einer zeitorientierten Instandhaltung [12]

Zustandsorientierte Instandhaltung: Bei der zustandsorientierten Instandhaltung wird die Wartung eines Betriebsmittels in Abhängigkeit des technischen Zustandes des Betriebsmittels festgelegt (Bild 7). Damit eine solche Instandhaltung möglich wird, muss der Zustand eines Betriebsmittels in regelmäßigen Intervallen überprüft werden. Besonders gute Ergebnisse werden hierbei mit einem online Monitoring-System

erzielt. Diese Instandhaltungsmethode ist bei Betriebsmitteln wie Leistungstransformatoren besonders sinnvoll, da die Zuverlässigkeit von Leistungstransformatoren entscheidend für eine stabile Energieversorgung ist. Leistungstransformatoren können mit Hilfe einer kontinuierlichen Gas-in-Öl-Analyse ausgestattet werden, die den Zustand des Transformators in festgelegten Zeitintervallen überwacht. Sich anbahnende Fehler können frühzeitig erfasst werden und zeitnahe Wartungsarbeiten vermeiden Störungen und Ausfälle der für die sichere Betriebsführung von Übertragungsnetzen notwendigen Leistungstransformatoren [10].

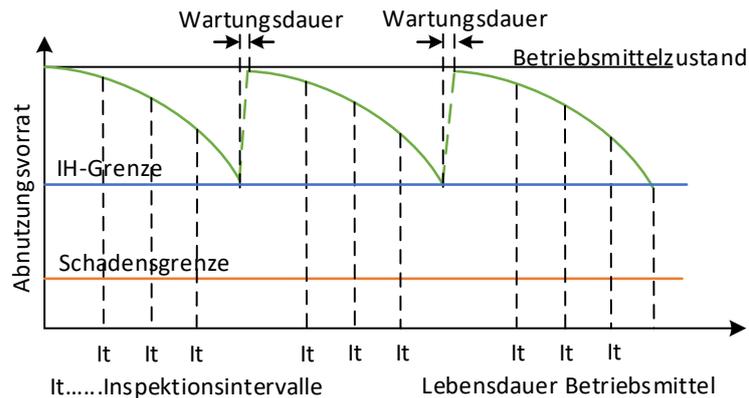


Bild 7: Grafische Darstellung einer zustandsorientierten Instandhaltung [12]

Zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung: Bei der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung wird der Zustand eines Betriebsmittels erfasst und deren Auswirkung auf die Gesamtsystemzuverlässigkeit ermittelt. Auf deren Grundlage werden anschließend Wartungsintervalle geplant und durchgeführt (Bild 8). Es wird zusätzlich zur Beurteilung des Zustandes auch eine Beurteilung der Wichtigkeit des Betriebsmittels durchgeführt, um eine optimale Instandhaltungsstrategie zu erzielen. Wie auch schon bei der zustandsorientierten Instandhaltung kann mit Hilfe einer kontinuierlichen Gas-in-Öl-Analyse die Zustandsbewertung des Betriebsmittels (z. B. Leistungstransformatoren) erfolgen und somit die Zuverlässigkeit gesteigert werden [10].

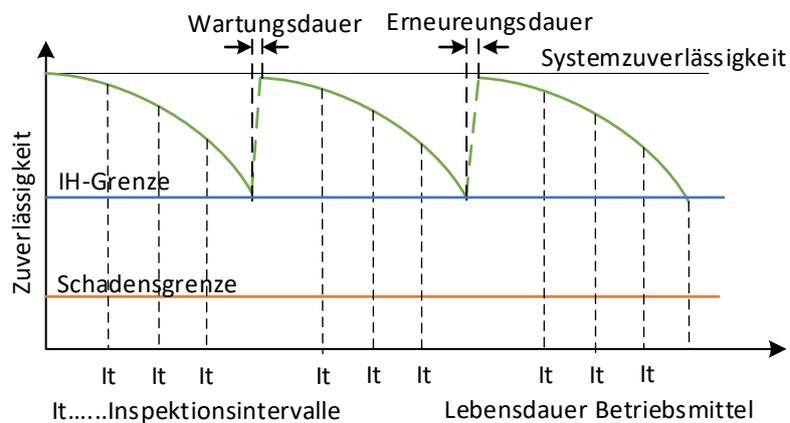


Bild 8: Grafische Darstellung einer zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung [12]

2.3.3 Zustandsbewertung

Für eine korrekte Umsetzung der Instandhaltungsstrategien, als Teil des Asset-Managements, ist es unabdingbar, den Zustand eines Betriebsmittels korrekt zu bestimmen. Sie ist die grundlegende Basis für Entwicklungen bzw. Entscheidungen und beschreibt den Zustand eines Betriebsmittels von dem beginnenden Zustand „neuwertig“ bis zum Ende seiner Lebensdauer. In der Praxis wird in der Regel eine Zustandsbewertung in vier Bereiche gegliedert [1, 11]:

- Neuwertig: Das Betriebsmittel wurde gerade erst installiert und zeigt daher noch keine Abnutzungserscheinungen.
- Gebraucht ohne Wartungsbedarf: Es besteht kein Bedarf zum Auffüllen des Abnutzungsvorrates, da das Betriebsmittel keinerlei Auffälligkeiten zeigt.
- Gebraucht, Wartung erforderlich: Der Abnutzungsvorrat (Verschleißteile) ist zu einem kritischen Bereich aufgebraucht, das Betriebsmittel muss gewartet werden.
- Austauschen: Weitere Instandhaltungsmaßnahmen sind nicht mehr sinnvoll, das Betriebsmittel hat das Ende der Lebensdauer erreicht und muss ausgetauscht werden.

Die Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel beruht einerseits auf der Messung betriebsmittelrelevanter Größen und andererseits auf den Erfahrungswerten der Hersteller und Betreiber. Die betriebsmittelrelevanten Größen können über unterschiedliche Diagnoseverfahren, wie dem Messen der dielektrischen Antwortfunktion (von unterschiedlichen Isoliersystemen) oder auch der Teilentladungsmessung, ermittelt werden. Besonders hervorzuheben ist die Gas-in-Öl-Analyse für flüssigisolierte Betriebsmittel [1]. Bild 9 zeigt einen möglichen Ablauf einer Zustandsbewertung von Betriebsmitteln.

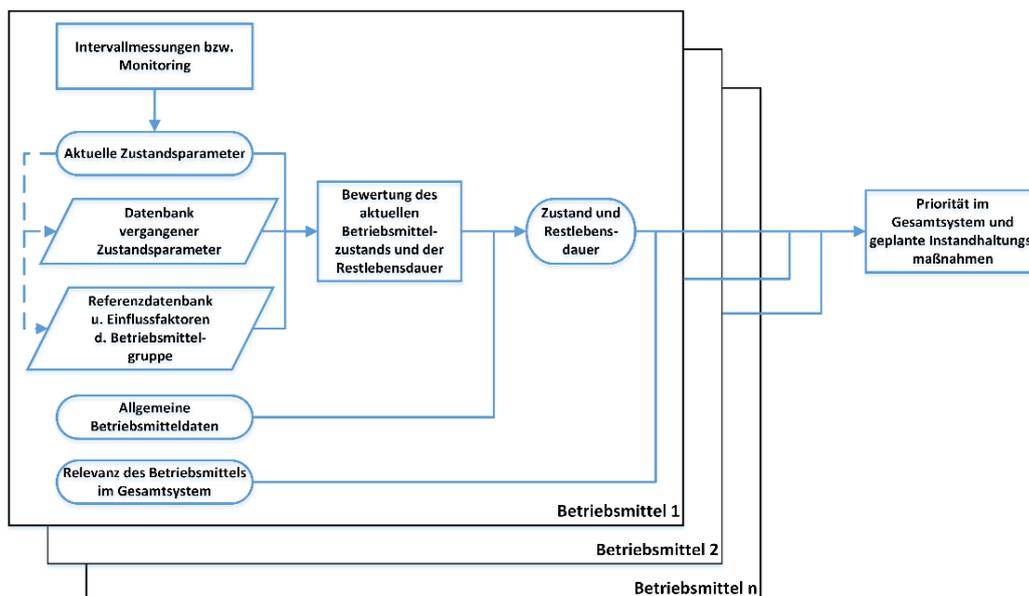


Bild 9: Ablauf einer möglichen Zustandsbewertung von Betriebsmitteln [1]

Die Grundbasis ist die Dokumentation und die Erfassung von Betriebsmittelzuständen. Somit kann eine Bewertung des Zustandes und der daraus resultierenden Restlebensdauer, unter Einbeziehung der allgemeinen Betriebsmitteldaten, erfolgen. Auf dieser Basis werden die Instandhaltungsmaßnahmen der einzelnen Betriebsmittel angepasst.

3 Gas-in-Öl-Analyse

3.1 Grundlagen

3.1.1 Einleitung

Die Analyse von gelösten Gasen ist ein diagnostisches Hilfsmittel zur Erkennung und Bewertung von Fehlern in mit Isolierflüssigkeit gefüllten Betriebsmitteln wie Transformatoren, Drosseln, Durchführungen, ölgefüllte Kabeln etc. [13]. Generell wird zwischen zwei unterschiedlichen Anwendungsverfahren der Gas-in-Öl-Analyse unterschieden. Das online Monitoringsystem wird vor Ort installiert und ist mit dem zu überwachenden Betriebsmittel fest verbunden. Die Ölprobe wird in regelmäßigen Zeitintervallen von dem online Monitoringsystem aus dem Betriebsmittel entnommen und vor Ort ausgewertet. Die Ergebnisse können anschließend über Kommunikationsschnittstellen abgerufen werden. Die zweite Variante ist die händische Probenentnahme (Glasspritze oder Aluminiumflasche) einer Ölprobe, welche ausführlich in der Norm DIN EN 60567:2012 behandelt wird. Anschließend wird die händisch entnommene Ölprobe in einem Labor ausgewertet [13].

3.1.2 Gasextraktion

Um die gelösten Gase bestimmen zu können, müssen diese zuvor aus der Ölprobe extrahiert werden. Es gibt verschiedene Methoden, um die gelösten Gase aus einer Ölprobe zu extrahieren wie z. B. die Vakuumextraktion, das Headspace-Verfahren, das Stripping und die semipermeable Membran.

Vakuumextraktion: Die Extraktion der Gase kann mit einer einperiodischen oder mehrperiodischen Vakuumextraktion erfolgen. Bei der einperiodischen Extraktion werden die gelösten Gase unter Vakuum aus der Ölprobe entnommen und gesammelt. Die Wirksamkeit dieser Methode hängt stark von der Gaslöslichkeit, der einzelnen im Öl gelösten Gase ab. Unvollständige Gasextraktionen können durch gerätespezifische Korrekturfaktoren (Verhältnis der Gaskonzentration in der flüssigen Phase zu Gaskonzentration in der Gasphase) korrigiert werden [8, 13]. Bei der mehrperiodischen Extraktion werden nahezu alle gelösten Gasemoleküle mit Hilfe einer Töpler-Pumpe extrahiert. Ein Problem der mehrperiodischen Extraktion stellt die große Menge an Quecksilber, die bei der einperiodischen Extraktion nicht benötigt wird, dar. Rückdiffusionen und Leckagen können aufgrund der mehrfachen Unterziehung eines Vakuums zu Ungenauigkeiten führen [7, 13].

Headspace-Verfahren: Bei dem Headspace-Verfahren wird die Ölprobe in ein abgeschlossenes Probefläschchen gegeben, in welchem sie in direktem Kontakt mit einer Gasphase (Edelgas wie z. B. Argon oder Helium) steht. In diesem Probefläschchen gibt es eine flüssige und eine gasförmige Phase. Somit kommt es zu Ausgleichsvorgängen zwischen den beiden Phasen, bis sich ein Gleichgewichtszustand einstellt. Durch Einwirken von Temperatur (ca. 70°C), Druck und einer mechanischen Beanspruchung (Rütteln, Rühren), wird dieser Ausgleichsvorgang beschleunigt. Ähnlich wie bei der Vakuumextraktion, werden auch hier nicht alle gelösten Gase extrahiert. Die gemessene Gaskonzentration muss über einen gerätespezifischen Korrekturfaktor bereinigt werden. Sobald die beiden Phasen sich in einem Gleichgewichtszustand befinden, können die gelösten Gase in der Gasphase mit Hilfe eines Trägergases (Argon oder Helium) direkt zu einem Gaschromatographen geleitet werden. Dieses Verfahren ist in der Lage, in einer kurzen Zeit die gelösten Gase aus einer großen Probemenge zu extrahieren und kommt deshalb auch häufig in online Monitoring-Systemen zum Einsatz [7, 13].

Strippingverfahren: Stripping bezeichnet ein Verfahren, bei dem die Gase direkt durch das Trägergas extrahiert werden. Der Trägergasstrom wird durch ein kleines Ölvolumen (0,25 bis 5 ml) geleitet. Die in dem Ölvolumen gelösten Gase diffundieren aufgrund des Unterschieds zwischen der gelösten Gaskonzentration im Öl und dem entsprechenden Partialdruck des Gases im Gasgemisch aus dem Öl. Für die Bestimmung der Gaskonzentration werden die Gase über das Trägergas direkt in einen Gaschromatographen geleitet. Dieses Verfahren ist im Gegensatz zu den oben genannten Methoden sehr fehleranfällig und erreicht nicht deren Genauigkeit [7].

Semipermeable Membran: Eine semipermeable Membran unterteilt ein Prüfgefäß in einen Ölraum (in dem sich gelöste Gase befinden) und einen Gasraum (in dem sich die Messsensoren befinden). Die im Öl gelösten Gase diffundieren durch die Membran in den Gasraum und sammeln sich dort. Wenn ein Gleichgewichtszustand erreicht ist, kann die Gaskonzentration direkt im Gasraum mit Hilfe von Messsensoren gemessen werden. Bei Anwendungen an Transformatoren muss beachtet werden, ob die Membran den Temperatur- und Druckanforderungen standhält [7].

3.1.3 Gasanalyse

Zur Analyse der extrahierten Gase stehen mehrere Verfahren zur Verfügung. In vielen Labor-Auswertesystemen, sowie in den online Monitoring-Systemen wird die Gaschromatografie verwendet. Weitere Möglichkeiten bieten die fotoakustische Spektroskopie oder die Verwendung von Halbleitersensoren sowie elektrochemische Sensoren [7]. Zur Detektion von Wasserstoff H_2 werden auch Teflon-Membranen verwendet [14].

Gaschromatografie: Bei der Gaschromatografie wird das Gasgemisch in eine Probenschleife (Volumen $V \approx 200 \mu\text{l}$) injiziert und mit Hilfe eines Trägergases (Argon oder Helium) durch den Gaschromatographen befördert. Die Gasmischung wird in den Trennsäulen in ihre einzelnen Komponenten zerlegt. Die Trennsäulen befindet sich in einem Ofen der Temperaturen bis zu $\vartheta = 400 \text{ °C}$ erreichen kann (Bild 10).

In diesen Säulen verweilen verschiedene Gase unterschiedlich lange. Durch die Retentionszeit (Laufzeit) können die unterschiedlichen Gaskomponenten in dem Detektor (Wärmeleitfähigkeitsdetektor oder Flammeninjektionsdetektor) erfasst werden. Bei dem Wärmeleitfähigkeitsdetektor handelt es sich um eine Wheatstone'sche Brückenschaltung (Bild 10). Hierbei bestehen zwei der Widerstände aus Heizdrähten, welche einmal von einem Referenzgas und einmal von dem zu messenden Gas umströmt werden. Eine Veränderung bei der Zusammensetzung der Gase verursacht eine Temperatur- und somit auch eine Widerstandsveränderung der Heizdrähte, die wiederum zu einer Verstimmung der Brückenschaltung (Spannungsdifferenz ΔU) führt. Der Flammenionisationsdetektor verwendet zur Messung der Gaskonzentration eine Knallflamme, die sich zwischen zwei Elektroden befindet. Das Gas wird in der Knallflamme thermisch ionisiert. Die entstehenden Ionen werden von den Elektroden aufgefangen und der resultierende Strom gemessen [7, 14].

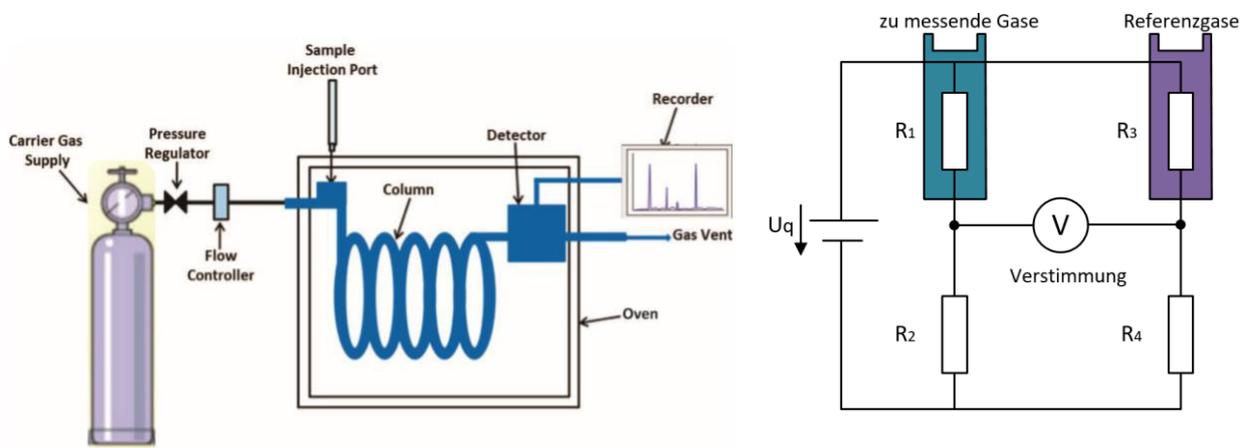


Bild 10: Prinzipdarstellung eines Gaschromatographen (links) und schematischer Aufbau des Wärmeleitfähigkeitsdetektor (rechts) [14]

Fotoakustische Spektroskopie: Dieses Verfahren nutzt den Umstand, dass Gase Infrarotstrahlung (elektromagnetische Strahlung) absorbieren und in kinetische Energie, in Form von Schallwellen (Druckwellen), umwandeln können. Das Gas wird in einem abgeschlossenen Gefäß gepulster Strahlung ausgesetzt (Bild 11). Durch die Absorbierung und Umwandlung in kinetische Energie, kommt es zur Erwärmung und zu pulsierenden Druckanstiegen in dem Gefäß. Diese pulsierenden Druckschwankungen können von einem speziellen Mikrofon gemessen werden. Die Intensität dieser gemessenen Werte steht in direktem Zusammenhang mit der Gaskonzentration. Durch die spezifischen Wellenlängen der Gase können die einzelnen Gaskomponenten unterschieden und zugeordnet werden [14]. Da Wasserstoff über ein sehr breites Spektrum verfügt und daher nicht eindeutig zugewiesen werden kann, muss auf einen zusätzlichen separaten Sensor zurückgegriffen werden [7].

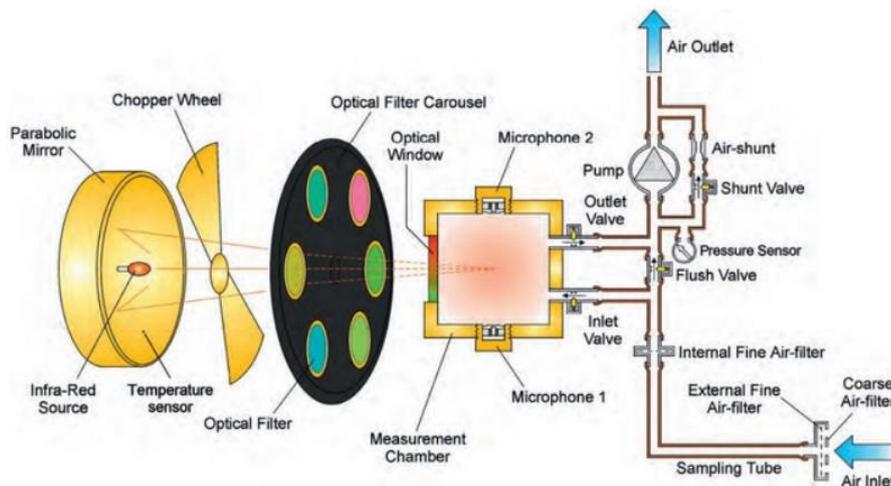


Bild 11: Schematischer Aufbau einer fotoakustischen Spektroskopie [14]

Halbleitersensoren: Halbleitersensoren bestehen aus einer halbleitenden Oxidschicht (z. B. SnO_2 , ZnO , Fe_2O_3) oder organischen Schichten, deren Widerstand sich bei Anwesenheit bestimmter Gase verändert. Zur Beschleunigung der Reaktion zwischen Sensoren und Gasen können Katalysatoren (z. B. Platin oder Silber) eingesetzt werden. Bei der Verwendung von Halbleitersensoren muss auf die Querempfindlichkeit zwischen den unterschiedlichen Gasen geachtet werden [7].

Elektrochemische Sensoren: Elektrochemische Sensoren verwenden zur Detektion der Gase und zur Messung deren Konzentrationen einen festen oder flüssigen Elektrolyt. Wenn ein Gas an der Elektrode mit dem Elektrolyt reagiert, fließt ein Ionenstrom, welcher messtechnisch erfasst wird. Elektrochemische Sensoren sind deutlich genauer als Halbleitersensoren. Aufgrund des sich verbrauchenden Elektrolyts beträgt die Lebensdauer jedoch nur 1 bis 2 Jahre [7].

Messung mit Teflon-Membran: Das Verfahren zur Gasanalyse mit Hilfe einer Teflon-Membran wird zur Messung von Wasserstoff H_2 verwendet. Der Wasserstoff im Öl durchdringt die Teflon-Membran und wird in einer Brennstoffzelle chemisch verbrannt, wodurch aufgrund der chemischen Reaktion ein Strom i detektiert werden kann. Dieser Strom i wird verstärkt und als Spannungsabfall über einen Widerstand R gemessen. Der Spannungsabfall am Widerstand ist proportional zur Wasserstoffgaskonzentration in der Isolierflüssigkeit [14].

3.2 Fehlerquellen in Transformatoren

Jahrelange Erfahrung und eingehende Untersuchungen an fehlerbehafteten Leistungstransformatoren, haben zur Einteilung typischer Fehler in verschiedenen Klassen geführt (Tabelle 5) [8].

Tabelle 5: Fehlerarten von Leistungstransformatoren und deren Bezeichnung [7, 8, 15]

Abkürzungen	Fehlertyp
PD	Teilentladungen
D1	elektrische Entladung niedriger Energie
D2	elektrische Entladungen hoher Energie
T1	thermischer Fehler mit $\vartheta < 300 \text{ }^\circ\text{C}$
T2	thermischer Fehler mit $300 \text{ }^\circ\text{C} < \vartheta < 700 \text{ }^\circ\text{C}$
T3	thermischer Fehler mit $\vartheta > 700 \text{ }^\circ\text{C}$
Abkürzungen	Weitere Unterteilungen thermischer Fehler, $\vartheta < 300 \text{ }^\circ\text{C}$
S	„Stray Gassing“ bei $\vartheta < 200 \text{ }^\circ\text{C}$
O	Überhitzung ohne Beteiligung von Zelluloseabbau bei $T < 300 \text{ }^\circ\text{C}$
C	Überhitzung mit Beteiligung von Zelluloseabbau bei $T < 300 \text{ }^\circ\text{C}$

Teilentladungen (PD): Teilentladungen entstehen in Folge von Feldüberhöhungen in gasgefüllten Hohlräumen und Mikrobläschen sowie bei Kohlenwasserstoffpolymeren auf der Papierisolierung [7, 8].

Elektrische Entladung niedriger Energie (D1): Mögliche Ursachen für elektrische Entladungen niedriger Energie können Funkenentladungen bei schlechten Verbindungen oder Kriechwegbildung (im Leim von Isolierbalken oder Distanzstücke von Wicklungen etc.) sein. Ebenso bei Entladungen zwischen Durchführungen und Kessel, Teilen der Wicklungspressung, Potenzialdifferenz innerhalb von Windungen oder zur Kesselwand [8].

Elektrische Entladung hoher Energie (D2): Entladungen mit hoher Energie treten bei Überschlägen (Lichtbögen von hoher Energie mit Verkohlung des Papiers sowie Schmelzen von Metall im Entladungsbereich) aufgrund mangelnder oder beschädigter Isolationsfestigkeit auf. Eine weitere Ursache für eine elektrische Entladung mit hoher Energie können Kurzschlüsse verschiedener Ausprägung sein (z. B. Kurzschlüsse zwischen Anschlüssen, Durchführung und Kessel, Kupferschiene und Kessel, Wicklung und Kern und zwischen benachbarten Leitern etc.) [7, 8].

Thermischer Fehler (T1): Thermische Fehler $\vartheta < 300 \text{ }^\circ\text{C}$ treten durch Überlastung von Leistungstransformatoren, sowie durch Überhitzung aufgrund mangelnder Kühlung (z. B. nicht ausreichende Ölströmung in den Wicklungen durch blockierende Gegenstände) auf. Die Kategorie thermischer Fehler $\vartheta < 300 \text{ }^\circ\text{C}$ wird in drei Untergruppen (Stray Gassing, Überhitzung ohne Zelluloseabbau und Überhitzung mit Zelluloseabbau) geteilt [7, 8].

„Stray Gassing“ $\vartheta < 200\text{ °C}$ (S): Stray Gassing ist eine unerwünschte Gasbildung aufgrund erwärmter Isolierflüssigkeiten in einem Temperaturbereich von $90\text{ °C} < \vartheta < 200\text{ °C}$. Hierbei kommt es zu einer beschleunigten Alterung der Isolierflüssigkeit und zur Bildung von Gasen. Stray Gassing wird als Fehler ohne Folgeschaden eingestuft [8].

Genauere Interpretation von Fehlern der Klasse (O, C): Beide Kategorien gehören zu den thermischen Fehlern $\vartheta < 300\text{ °C}$ und ermöglichen eine Aussage zu treffen, ob es sich um einen Fehler mit Übertemperatur (O) in der Isolierflüssigkeit handelt oder ob ein Fehler mit Übertemperatur und Zellulosebeteiligung (C) vorliegt.

Thermischer Fehler (T2): Ursachen für thermische Fehler $300\text{ °C} < \vartheta < 700\text{ °C}$ können schlechte Kontaktstellen zwischen Bolzen- und Klemmverbindungen oder den Gleitkontakten, schadhafte Schweißverbindungen, Verpressungen bei magnetischer Abschirmung, fließende Ströme zwischen Jochpressen und Bolzen und in den Kernblechen sein. Aber auch fehlerhafte Isolierung zwischen parallelliegenden benachbarten Leitern in den Wicklungen ist eine mögliche Ursache [7].

Thermischer Fehler (T3): Thermische Fehler $\vartheta > 700\text{ °C}$ entstehen bei großen Kreisströmen im Kern und Kessel, durch Kurzschlüsse der einzelnen Kernbleche und Wirbelströme in den Kesselwänden und im Kern aufgrund eines stark nichtkompensierten Magnetfeldes [7].

Die in Tabelle 5 angeführten Fehlertypen können durch die unterschiedlich gebildeten Fehlergase (Schlüsselgase) bestimmt werden (Bild 12). Für die Aufspaltung der Kohlen-Kohlenstoff- bzw. der Kohlen-Wasserstoff-Bindungen wird Energie benötigt (Abschnitt 0). Diese Spaltprodukte kombinieren, je nach der für die Aufspaltung aufgewendeten Energie, zu unterschiedlichen Gasen. So wird für die Bildung von Wasserstoff H_2 eine Aufspaltungsenergie von $E_A = 338\text{ kJ/mol}$ [8] benötigt, wie sie bei einer Teilentladungsbeanspruchung PD auftritt. Für die Bildung von Acetylen C_2H_2 muss eine deutlich größere Aufspaltungsenergie von $E_A = 720\text{ kJ/mol}$ [8] aufgebracht werden, wie sie in elektrischen Entladungen vorkommt (Lichtbögen). Somit können die unterschiedlichen Gase typischen Fehlerklassen zugeordnet werden (Bild 13). Die Klassen O (Overheat) und C (Cellulose) gehören zu der Verfeinerung der Fehlerklasse T1 [8, 9, 15].

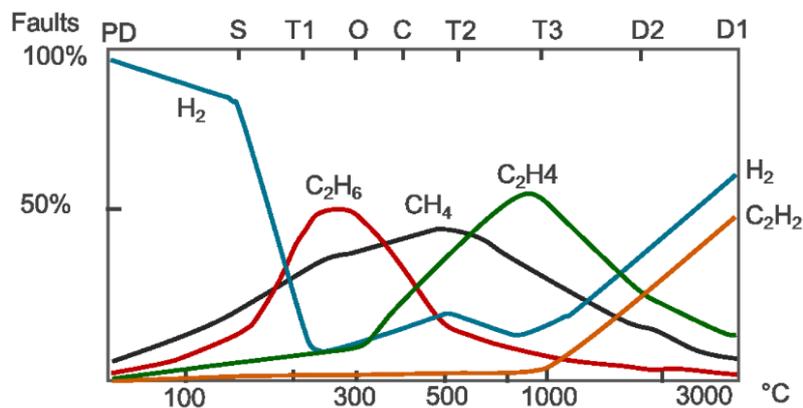


Bild 12: Fehlerarten und deren gebildete Schlüsselgase [15]

3.3 Auswerteverfahren

3.3.1 Typische Gaskonzentrationen

Die Herausforderung bei der Zustandsbewertung liegt darin, jene Transformatoren zu identifizieren, welche tatsächlich aufgrund eines Fehlers und nicht nur wegen der natürlichen Alterung erhöhte Gaskonzentrationen aufweisen [7, 13, 14, 27]. Eine Möglichkeit liegt in der Festlegung von typischen Gaskonzentrationen (TGC). Bei der Festlegung der TGC werden üblicherweise Transformatoren gleicher Bauweise und gleichen Alters oder alle Transformatoren einer Flotte miteinander verglichen. Hierzu werden die Gaskonzentrationen unabhängig von den Transformatoren gelistet und aufsteigend sortiert. Der 90%-Wert der Listung wird als Grenzwert festgelegt. Überwacht werden anschließend jene Transformatoren, bei denen mindestens ein Wert oberhalb des 90%-Grenzwertes liegt. Sollte die Anzahl an Transformatoren jedoch zu klein sein, um dieses statistische Verfahren anwenden zu können, kann auf allgemeine typische Werte der IEC 60599 zurückgegriffen werden. Bei einer umfangreichen Studie der CIGRE Arbeitsgruppe D1.01/A1.11, an der sich 25 Netzbetreiber beteiligten und mehr als 20000 Transformatoren untersucht wurden, wurden typische 90%-Gaskonzentrationswerte festgelegt (Tabelle 6). Diese Gaskonzentrationswerte wurden auch von der IEC/TC 10 und IEC/TC 14 bestätigt [8, 10].

Tabelle 6: 90%-Gaskonzentrationswerte für Transformatoren mit und ohne Laststufenschalter [10]

	C ₂ H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	H ₂
90 % TGC aller Transformatoren in ppm		540 - 900	5100 - 13000	30 - 110	20 - 90	60 - 280	50 - 150
90 % TGC ohne Laststufenschalter in ppm	2 - 20						
90 % TGC mit Laststufenschalter in ppm	60 - 280						

3.3.2 Schlüsselgasmethode

Bei dieser Methode wird der mögliche Fehlertyp durch Vergleich der Gaskonzentrationswerte aus Tabelle 7 bestimmt. Hierzu wird zwischen den typischen Schlüsselgasen (●) der Fehler und deren Begleitgasen (charakteristisches Begleitgas mit großen Anteil (◇) und kleinen Anteil (○)) sowie nur bei hoher Energiedichte (◆) unterschieden [16].

Tabelle 7: Schlüsselgasmethode nach Müller zur Erkennung von Fehlern in Transformatoren [16]

Fehlertypen	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Lichtbogenentladung	●	◇		◇	●
Funkenentladung	●	○		○	●
Teilentladung	●	○			◆
Überhitzung T > 1000 °C	○	◇		●	○
Überhitzung 300 °C < T < 1000 °C		○		●	
Überhitzung T < 300 °C		○	●	○	

3.3.3 Quotientenvergleich von Fehlergasen

Bei den Quotientenvergleichen können zwischen folgenden Methoden unterschieden werden.

Dörnenburg-Quotienten-Methode (DRM): Die DRM basiert auf dem Vergleich von vier Quotienten (CH_2/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$). Um dieses Verfahren anwenden zu können, müssen bestimmte Mindestgaskonzentrationen vorliegen. So muss mindestens eines der Schlüsselgase (H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO) doppelt so groß sein wie die in Tabelle 8 angegebenen Grenzwerte. Eine weitere Bedingung ist, dass in den Quotienten einer der beiden Gaskonzentrationen mindestens so groß sein muss, wie der vorgegebene Grenzwert (Tabelle 8). Sofern diese Bedingungen erfüllt sind, kann mit der Quotientenmethode aus Tabelle 9 der zutreffende Fehler bestimmt werden [14, 17].

Tabelle 8: Grenzwerte der Gaskonzentrationen zur Anwendung des Verfahrens nach Dörnenburg [17]

	Schlüsselgase					
	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO
Grenzwert in ppm	100	120	65	50	1	350

Tabelle 9: Interpretation des Quotientenvergleichs nach Dörnenburg zur Fehleranalyse [17]

Interpretation	CH_2/H_2	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$
Thermische Fehler	> 1,0	<0,75	<0,3	>0,4
Teilentladungen	< 0,1	-	<0,3	>0,4
Entladungen hoher Energie	>0,1 bis <1,0	>0,75	>0,3	<0,4

Rogers-Quotienten-Methode (RRM): Im Gegensatz zur Methode nach Dörnenburg, die relativ große Gaskonzentrationen benötigt, kann die Methode nach Rogers bereits bei geringen Gaskonzentrationen verwendet werden. Die Anwendungsbedingung gilt als erfüllt, sofern die Mindestgaskonzentration aus Tabelle 8 überschritten wird. Für die Auswertung der Konzentrationswerte und deren Zuordnung zu den einzelnen Fehlertypen, werden die in Tabelle 10 gezeigten Quotienten ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$) und deren Bereiche verwendet [17, 18].

Tabelle 10: Auswertemethode nach Rogers zur Fehleranalyse [19]

Fehlertyp	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
Kein Fehler	< 0,1	> 0,1 bis < 1,0	< 0,1
Teilentladungen	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Entladungen hoher Energie	0,1 bis 0,3	0,1 bis 1,0	> 0,3
Fehler geringer Temperatur	< 0,1	> 0,1 bis < 1,0	0,1 bis 0,3
Temperaturfehler $\vartheta < 700$ °C	< 0,1	> 1,0	0,1 bis 0,3
Temperaturfehler $\vartheta > 700$ °C	< 0,1	> 1,0	> 3,0

IEC-Quotienten-Methode: IEC verwendet die gleichen Quotienten (C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6) wie Rogers, weist aber abweichende Wertebereiche und Interpretationen auf (Tabelle 11) [17]. Zur optischen Darstellung bietet die IEC-Methode eine 3-D-Darstellung von typischen Verhältnissbereichen, die eine einfache Diagnose ermöglicht (Bild 13). Zusätzlich zeigt die grafische Darstellung auch Fehler, deren Quotientenverhältnisse außerhalb der typischen Fehlerbereiche liegen (z. B. Mischfehler oder nicht klar zuweisbare Fehler) [14].

Tabelle 11: Auswertemethode nach IEC zur Fehleranalyse

Fehlertyp	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
PD	Teilentladungen	KS ¹	< 0,2
D1	Entladungen niedriger Energie	> 1	0,1 bis 0,5
D2	Entladungen hoher Energie	0,6 bis 2,5	> 2
T1	Temperaturfehler $\vartheta < 300$ °C	KS ¹	> 1 aber KS ¹
T2	Temperaturfehler 300 °C < $\vartheta < 700$ °C	< 0,1	> 1
T3	Temperaturfehler $\vartheta > 700$ °C	< 0,2	> 4

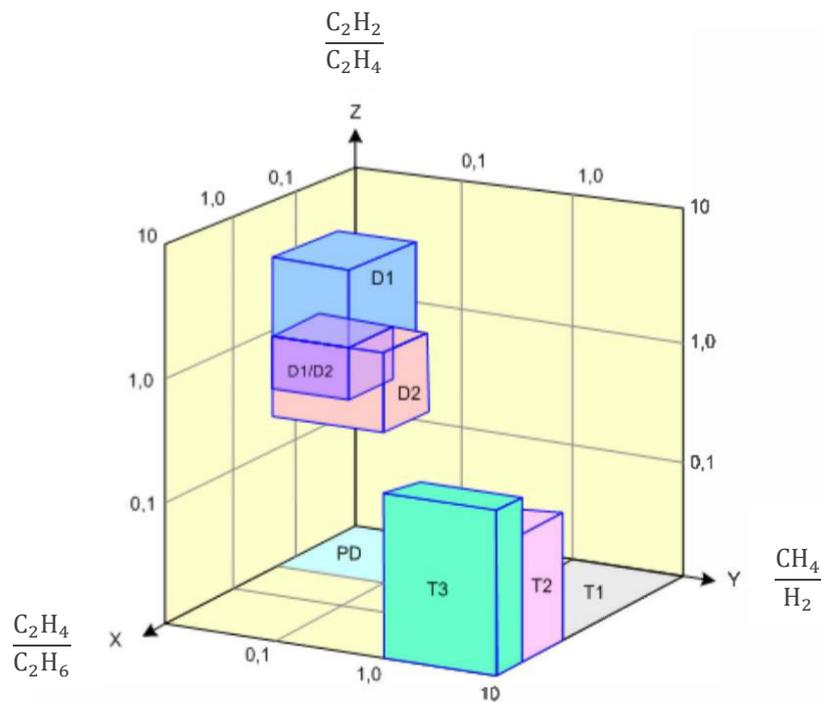


Bild 13: Grafische Darstellung der IEC-Quotienten-Methode [17]

¹ KS.....keine Aussagekraft

MSS-Methode (MSS): Die MSS-Methode (Müller, Schliesing und Soldner) verwendet acht Schlüsselgase. Daraus werden fünf Quotienten (C_2H_4/C_2H_6 , H_2/C_2H_4 , C_2H_4/C_2H_6 , C_2H_4/C_3H_6 , CO_2/CO) berechnet. Je nach Wert des Quotienten wird dieser einem der in Tabelle 12 gezeigten Bereiche zugeordnet und die dafür zutreffende Zahl ermittelt. Die Zahlen ergeben einen Fehlercode, der auf den möglichen Fehler schließen lässt. Anders als bei den bereits genannten Auswertemethoden besitzt die MSS Methode zusätzliche Fehlertypen und dadurch die Möglichkeit einer genaueren Klassifizierung eines Fehlers. Auch der normale Alterungsvorgang von Isolierstoffen wurde in das Auswerteverfahren miteingebunden. Probleme kann es durch die hohe Anzahl an benötigten Fehlergasen geben, da viele online Monitoringsysteme nicht alle benötigten Gase detektieren können [7, 17].

Tabelle 12: Auswertemethode laut Müller, Schliesing und Soldner [17]

Bereich	C_2H_4/C_2H_6	H_2/C_2H_4	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_4/C_3H_6	CO_2/CO
< 0,3	0	0	0	0	1
0,3 bis < 1,0	1	0	0	1	1
1,0 bis < 3,0	1	1	1	2	1
3,0 bis < 10,0	2	2	1	3	0
≥ 10.0	2	3	1	3	2
Fehlertyp	Zahlenfolge				
Normale Alterung	0	0	0	0	0
Entladung hoher Energie	2	1	1	2,3	1
Entladung niedriger Energie	2	2	1	2,3	1
Teilentladung hoher Energie	1	3	0	k.l ²	0
Teilentladung niedriger Energie	0	3	0	k.l	0
Temperaturfehler $\vartheta < 300\text{ °C}$	0	0	0	1	2
Temperaturfehler $300\text{ °C} \leq \vartheta < 1000\text{ °C}$	0	0	1	2	2
Temperaturfehler $\vartheta > 1000\text{ °C}$	1	0	1	2,3	2
Temperaturfehler und Entladungen	1	1	1	2	2
Temperaturfehler und Teilentladung	0	3	1	2	2

² k.l.....kein Indikator

Duval-Triangle-Methode (DTM): Die DTM bietet eine grafische Diagnose von Fehlern in Leistungstransformatoren. Dabei werden drei Schlüsselgase (C_2H_2 , C_2H_4 , CH_4) verwendet, die prozentuell (bezogen auf die Gesamtsumme der drei Gaskonzentrationen) von 0 bis 100 % in den Seiten des Dreiecks (Duval-Triangle-1 = DT1 für Mineralöl, Bild 14) aufgetragen sind. Im Inneren des Duval-Dreiecks befinden sich sieben Zonen, welche die bekannten Fehlerarten (Teilentladungen, unterschiedlichen thermische und elektrische Fehler) beinhalten. Zusätzlich bieten die Auswertemethoden nach Duval, im Falle eines Fehlers in den Fehlerzonen Teilentladungen und thermische Fehler $T < 300\text{ °C}$ (Duval-Triangle-4 = DT4, Bild 15) sowie thermische Fehler größer $\vartheta > 300\text{ °C}$ (Duval-Triangle-5 = DT5, Bild 15) noch zwei weitere Duval'sche Dreiecke, um eine genauere Klassifizierung des Fehlers zu erhalten. Bei der Anwendung mit Hilfe der Duval'schen Dreiecke muss beachtet werden, dass diese nicht den fehlerfreien Zustand enthalten [14, 18, 20].

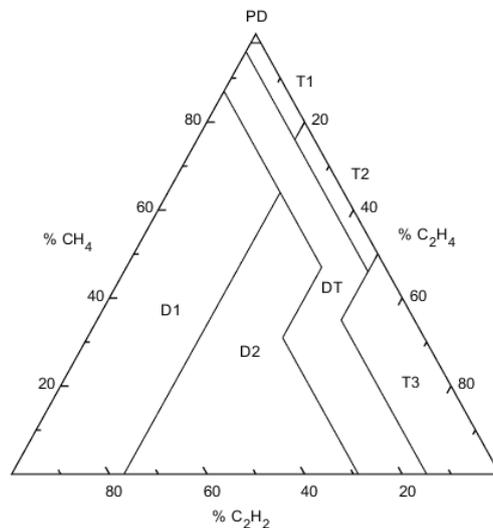


Bild 14: Duval-Triangle-1 zur Diagnose von Fehlern in Transformatoren

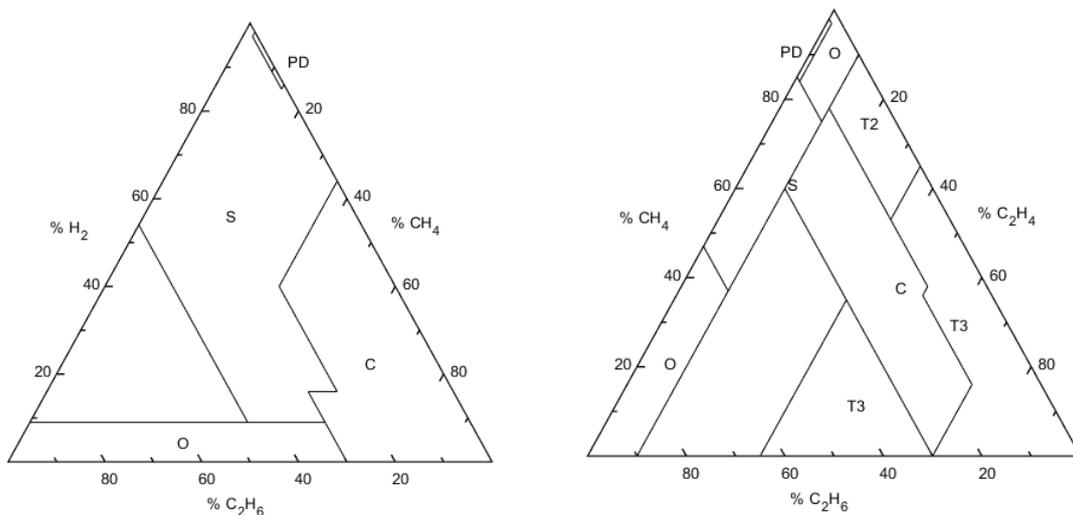


Bild 15: Duval-Triangel-4 (rechts) und Duval-Triangel-5 (links) zur genaueren Klassifizierung

Duval-Pentagon-Methode-DTM: Für das Pentagon werden fünf Schlüsselgase (C_2H_2 , C_2H_4 , H_2 , CH_4 , C_2H_6) prozentuell sternförmig aufgetragen (Pentagon 1 für Mineralöl, Bild 16). Das Pentagon wurde zur vereinfachten Diagnose von Fehlern entwickelt indem zusätzlich Wasserstoff H_2 und Ethan C_2H_6 Berücksichtigung finden. So wird nur mehr ein Pentagon, gegenüber der Duval-Triangle-Methode mit zwei Dreiecken (DTM1 und DTM4), für die gleichen Fehlerklassen benötigt. Außerdem wird ein weiteres Pentagon (Pentagon 2 für Mineralöl, Bild 16) eingesetzt um zwischen thermischen Fehlern ($\vartheta < 300\text{ °C}$) mit Zellulosebeiteiligung, und Fehlern mit reiner Übertemperatur zu unterscheiden [17, 21].

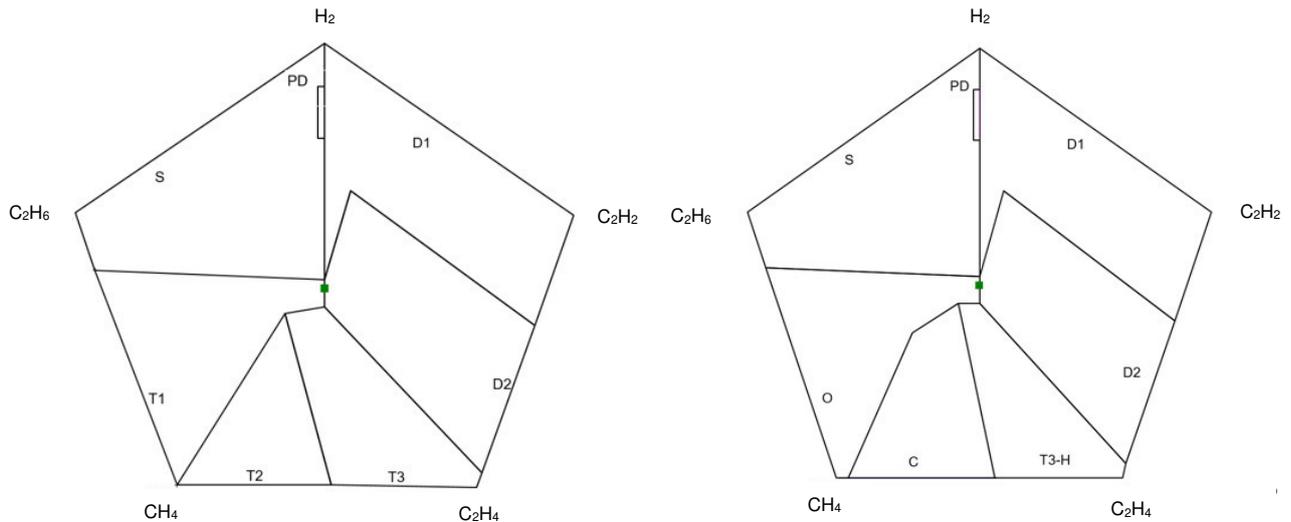


Bild 16: Duval Pentagon eins (links) und Pentagon zwei (rechts)

3.4 Ausgewählte Post-Mortem-Untersuchungen

Temperaturfehler 400-kV-Spartransformator: Bild 17 zeigt die Gaskonzentrationen der DGA eines 400-kV-Spartransformators. Aus bereits vorherigen DGA-Auswertungen geht hervor, dass es seit 2002 Hinweise auf einen Temperaturfehler (deutlich erhöhte Methan- und Ethylen-Werte) gibt, der sich von 2006 bis 2010 nochmals deutlich verschlechtert hat. Forensische Untersuchungen an anderen Transformatoren der gleichen Bauweise deuteten auf eine Schwachstelle im Bereich der Kernschrauben hin, da dort Spuren von Verkohlungsrückständen aufgrund thermischer Überhitzung gefunden wurden. Die Kernschrauben halten die einzelnen Transformatorenbleche zusammen und wurden mit Glimmerpapierhülsen isoliert, welche dazu neigen ihre Isolationsfestigkeit im Laufe des Betriebes zu verringern. Durch die Verschlechterung der Isolierfestigkeit der Papierhülle kommt es zu zirkulierenden Strömen im Kern (zwischen den einzelnen Blechschichten), die zu einer lokalen Überhitzung führen. Der betroffene Transformator wurde in einer geplanten Außerbetriebnahme (2012) stillgelegt und anschließend forensisch untersucht. Die Untersuchung ergab, dass bei mehr als der Hälfte der 24 Kernschrauben die Glimmerpapierisolierung stark beschädigt war. Auch an den Kernschrauben konnte eine Schädigung, aufgrund der zirkulierenden Ausgleichsströme, nachgewiesen werden (Bild 17) [22].

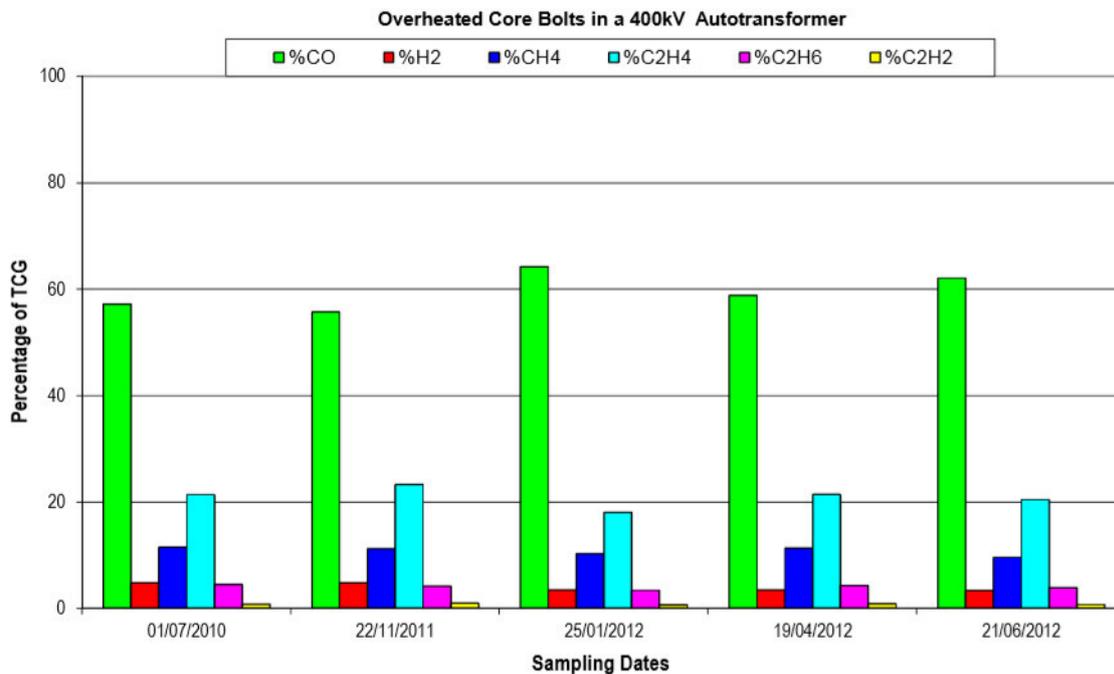


Bild 17: DGA-Auswertung (oben) und beschädigte Kernschrauben (unten) des 400-kV-Spartransformators [22]

Temperaturfehler an einer 275-kV-Drosselspule: Die DGA ergab die in Bild 18 gezeigten Gaskonzentrationen, die auf einen thermischen Fehler (erhöhte Methan- und Ethylen-Werte) hinweisen. Anschließend wurde eine Wicklungswiderstandsmessung durchgeführt, welche einen vermuteten erhöhten Wicklungswiderstand bestätigte. Die Drosselspule wurde anschließend außer Betrieb genommen und eine forensische Untersuchung durchgeführt. Es konnte ein Windungsfehler, wie in Bild 18 dargestellt, der zu einem punktuellen Hotspot geführt hat, nachgewiesen werden [22].

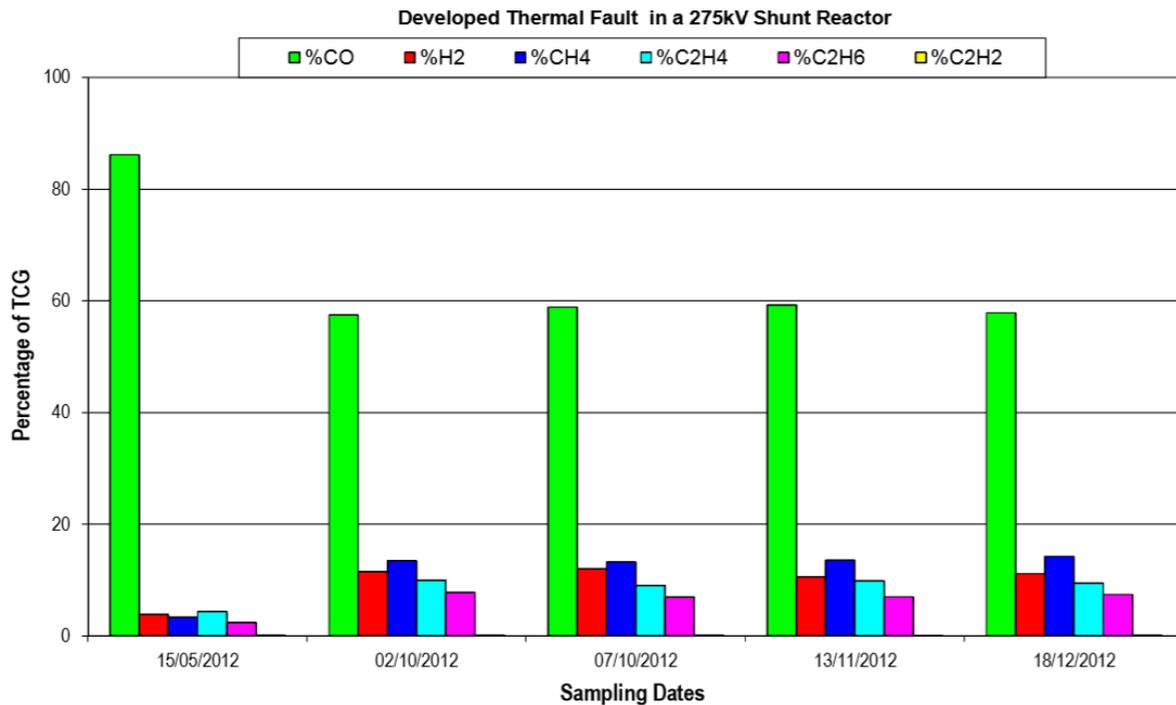


Bild 18: DGA-Auswertung (oben) und Windungsfehler (unten) der 275-kV-Drosselspule [22]

Elektrischer Fehler an einem 23,5/432-kV-Maschinentransformator: Der Maschinentransformator wurde 2010 mit einem online DGA-Monitoringsystem ausgestattet. Davor gab es bei den Standarduntersuchungen keine Auffälligkeiten. Innerhalb einer Woche kam es zu einem Anstieg von Wasserstoff H_2 und Acetylen C_2H_2 , was auf einen elektrischen Fehler deuten lässt. Nach einer vollständigen forensischen Untersuchung konnte ein beginnendes dielektrisches Versagen zwischen Wicklung und Transformatorpapier nachgewiesen werden (Bild 19) [22].

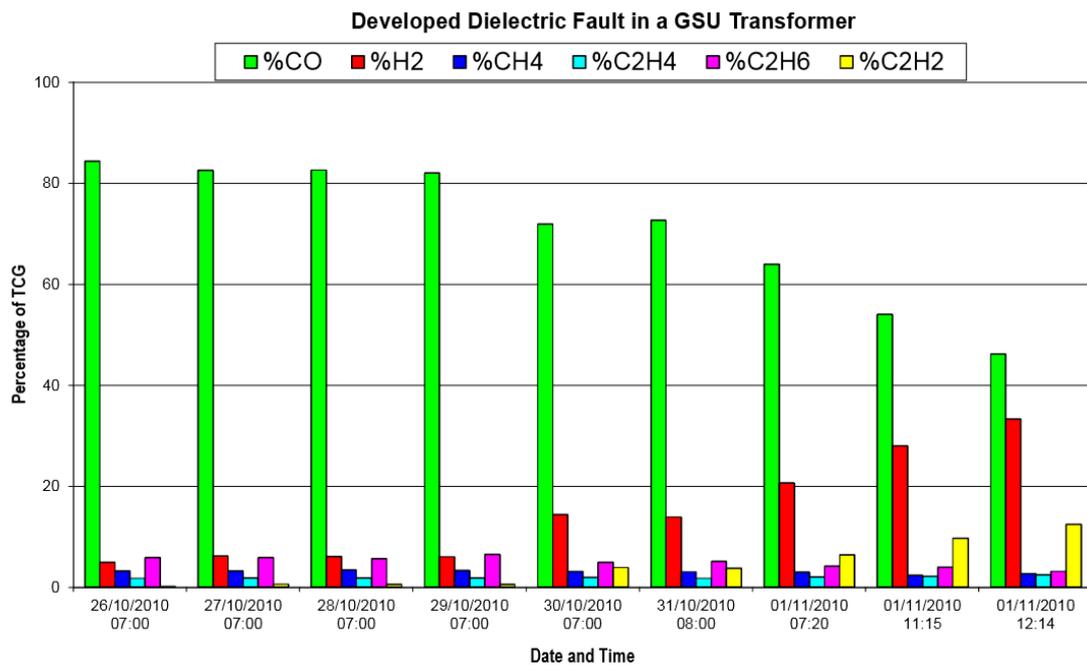


Bild 19: DGA-Auswertung (oben) und der elektrische Fehler an der Wicklung (unten) des 23,5/432-kV-Maschinentransformator [22]

Elektrischer Fehler an einem Maschinentransformator: Gleich 25 Tage nachdem der Transformator mit einem online Monitoring System ausgestattet worden ist, kam es zu einem Ausfall des Transformators. Bild 20 zeigt die in 25 Tagen aufgezeichneten Gaskonzentrationen im Transformator. Am ersten Tag kam es innerhalb der ersten 20 h zu einem leichten Anstieg von Acetylen C_2H_2 und Ethan C_2H_4 , was auf einen sich anbahnenden Fehler deuten lässt, der vor der Installation des online Monitoring Systems begonnen hat. In den nächsten zwei bis drei Tagen konnte ebenfalls eine Erhöhung von Wasserstoff H_2 , Methan CH_4 und Ethylen C_2H_6 erkannt werden. Ab dem Tag vier wurde ein Anstieg von Kohlenmonoxid CO und ein sinken von Sauerstoff O_2 merkbar. Kohlenmonoxid CO kann im Zusammenhang mit Kohlendioxid CO_2 auf einen Fehler mit Zellulosebeteiligung hinweisen. Ab dem Tag 23 kam es zu einem extrem hohen Anstieg der Fehlergase und anschließend am Tag 25 zu einem Ausfall des Transformators. Das Problem kann bei den Wicklungen (Deformation oder Bruch einer Wicklungsverbindung), oder durch schlechte Verbindungen

im Wicklungssystem begonnen haben. Bild 20 zeigt die Fehlerinterpretation nach der Duval Triangel Methode. Der Anstieg von Acetylen C_2H_2 , Methan CH_4 , Ethan C_2H_4 am Tag zwei und drei, weisen auf einen thermischen Fehler T2, vermischt mit elektrischen Fehlern D2 hin. In der Wicklung dürfte es einerseits zum Abbau der Isolationsfestigkeit (Entladungen) und zusätzlich, aufgrund eventueller erhöhten Übergangswiderständen und zirkulierende Ausgleichsströme, zu Temperaturerhöhungen gekommen sein. Auch die Zunahme von Kohlenmonoxid CO bei gleichzeitiger Bildung von Kohlenmonoxid CO_2 , weist auf einen Abbau der Zelluloseisolierung hin. Ab Tag 23 wurde ein Fehler mit Entladungen hoher Energie angezeigt. Kurze Zeit später kam es zu einem Ausfall des Transformators [23].

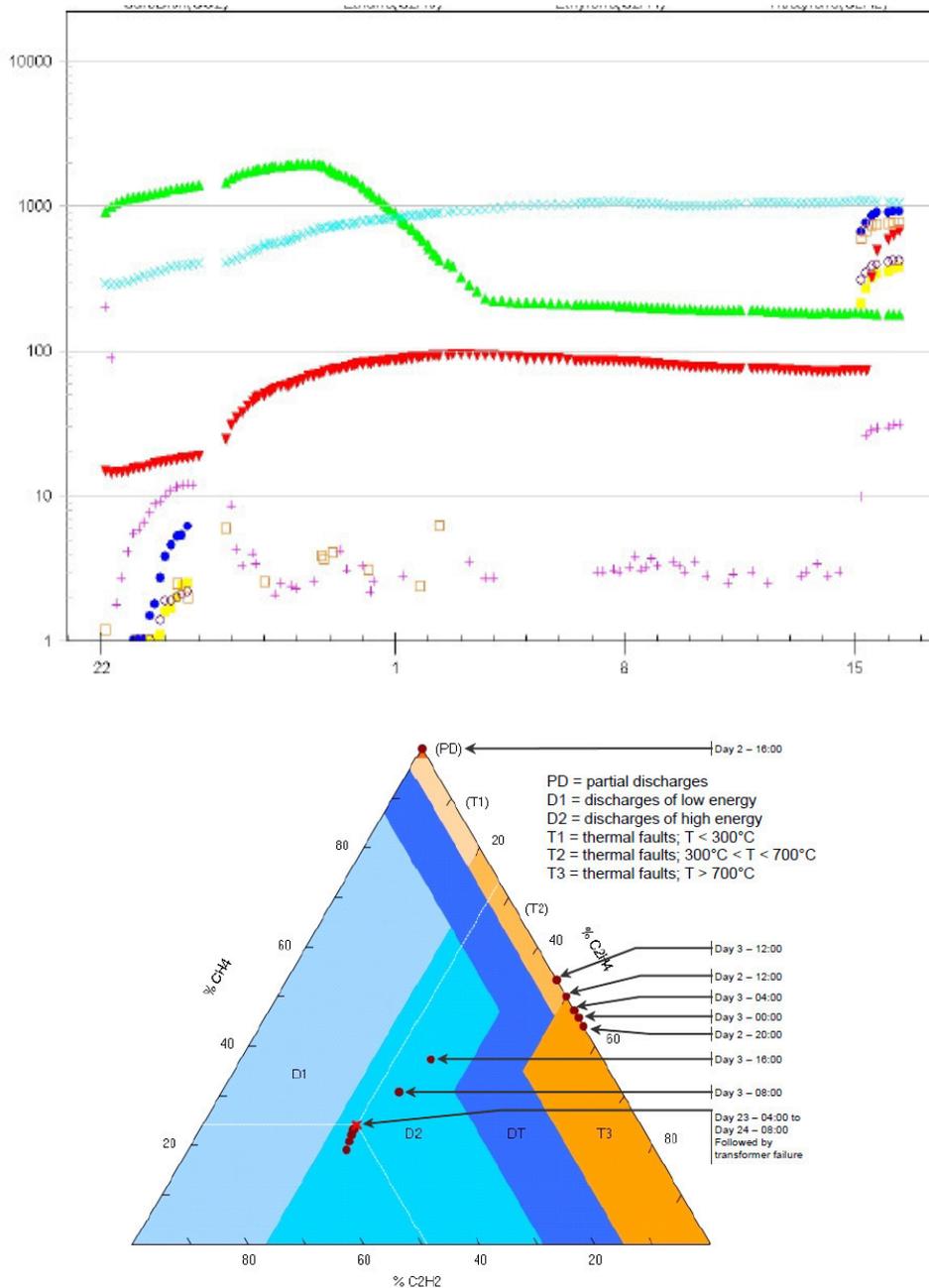


Bild 20: DGA-Auswertung (oben) und die Fehlerinterpretation nach Duval (unten) eines Maschinentransformators [23]

3.5 Online DGA-Monitoringsystem des Typs TM8 der Firma Qualitrol/Serveron

Das DGA-Monitoringsystem des Typs TM8 der Firma Qualitrol/Serveron ist ein online Monitoringsystem, das die Fehlergase in einem mit Isolierflüssigkeit gefüllten Betriebsmittel (z. B. Leistungstransformatoren) detektieren kann (Bild 21). Anschließend werden die Monitoring-Daten über eine Software analysiert (Bild 22), um eine Aussage über den aktuellen Zustand treffen zu können. Zur Detektion von acht Fehlergasen (Wasserstoff H₂, Sauerstoff O₂, Kohlendioxid CO₂, Kohlenmonoxid CO, Methan CH₄, Ethylen C₂H₄, Ethan C₂H₆ und Acetylen C₂H₂) und Stickstoff N₂ verwendet das DGA-Monitoringsystem einen Gaschromatographen mit einem Wärmeleitfähigkeitsdetektor. Zuvor werden die Fehlergase aus der Isolierflüssigkeit mit der Headspace-Methode extrahiert und durch das Trägergas Helium weiter transportiert. Bild 23 zeigt den schematischen Aufbau des DGA-Monitoringsystem des Typs TM8 der Firma Qualitrol/Serveron. Die Ölprobe wird direkt aus dem Transformator entnommen [24].



Bild 21: Online DGA-Monitoringsystem des Typs TM8 der Firma Qualitrol/Serveron

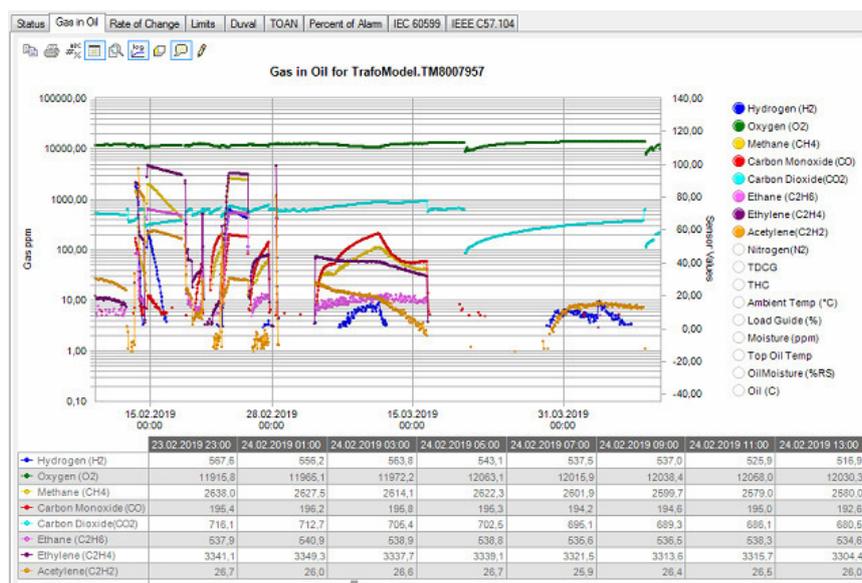


Bild 22: Auswertesoftware des DGA-Monitoringsystems des Typs TM8

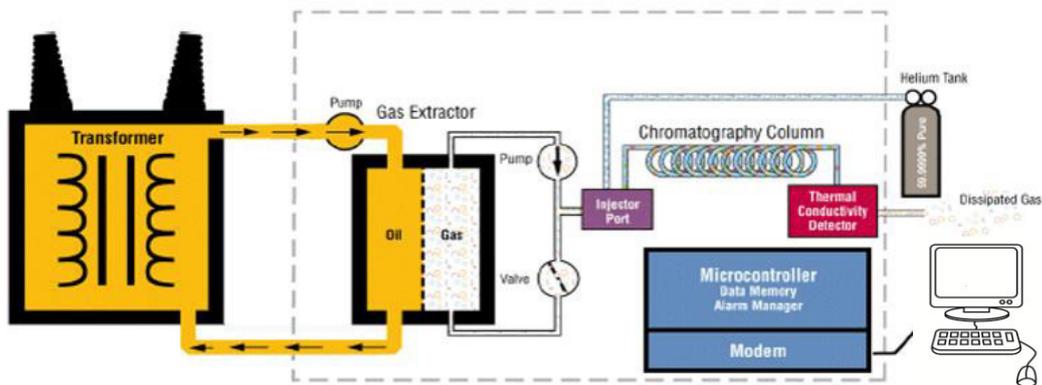


Bild 23: Schematischer Aufbau des DGA-Monitoringsystems [25]

In Tabelle 13 wird der Messbereich des verwendeten DGA-Monitoringsystems und dessen Messgenauigkeit gezeigt. Im Anhang A1 befindet sich das dazugehörige Datenblatt.

Tabelle 13: Messgenauigkeits- und Messbereich des DGA-Monitoringsystems des Typs TM8 [25]

Gase	Messgenauigkeit	Messbereich
	%	ppm
Wasserstoff H ₂	± 5	3 – 3.000
Sauerstoff O ₂	± 5	30 – 25.000
Methan CH ₄	± 5	5 – 7.000
Kohlenmonoxid CO	± 5	5 – 10.000
Kohlendioxid CO ₂	± 5	5 – 30.000
Ethylen C ₂ H ₄	± 5	3 – 5.000
Ethan C ₂ H ₆	± 5	5 – 5.000
Acetylen C ₂ H ₂	± 5	1 – 3.000
Stickstoff N ₂	± 10	5.000 – 100.000

4 Messtechnische Untersuchungen

4.1 Messobjekte

Zur Nachbildung unterschiedlicher elektrischer und thermischer Defekte wurden spezielle Prüfgefäße entwickelt und erprobt. Mit deren Hilfe konnte eine Prüfumgebung geschaffen werden, die Einflüsse wie unterschiedliche Ölvolumina, unterschiedliche Öltemperaturen und frei-atmende sowie hermetisch geschlossene Systeme realisieren kann.

5-Liter-Prüfgefäß: Mit dem 5-Liter-Gefäß (Durchmesser $d = 16$ cm, Höhe $h = 25$ cm) können elektrische und thermische Defekte nachgebildet werden. Dafür werden zwei für das Prüfgefäß entworfene Aufsätze verwendet, die es ermöglichen, die elektrischen und thermischen Defekte einzubringen. In beiden Fällen kann über eine Trocknungsvorlage das Öl im Prüfgefäß mit der Umgebungsluft verbunden werden. Somit können Versuche betreffend frei-atmender und hermetisch geschlossener Systeme durchgeführt werden. In Bild 24 wird das 5-Liter-Prüfgefäß zur Generierung elektrischer und thermischer Defekte gezeigt

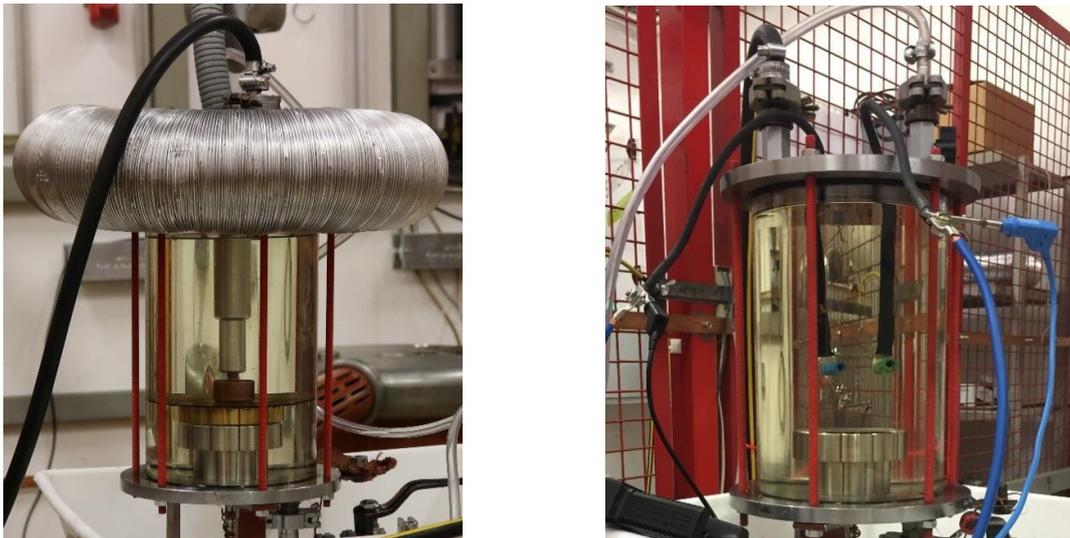


Bild 24: Prüfgefäß für TE-Beanspruchung (links) und thermische Beanspruchung (rechts)

16-Liter-Gefäß: Das 16-Liter-Gefäß (Durchmesser $d = 20$ cm, Höhe $h = 51$ cm) wurde für Durchschlagversuche mit Wechselspannung verwendet, um eine Abhängigkeit von unterschiedlichen Ölvolumina zu erforschen (Bild 25). Zusätzlich wurden auch Stoßspannungsversuche mit einer Blitzstoßspannung durchgeführt bei der die Positionsabhängigkeit der Entnahmestelle im Prüfgefäß bei gleichem Energieeintrag, bezogen auf die gemessenen Gaskonzentrationen untersucht wurden.



Bild 25: 16-Liter-Prüfgefäß für Durchschlagversuche mit AC- und Stoßspannung

170-Liter-Prüfgefäß: Das 170-Liter-Prüfgefäß bietet die Möglichkeit der Erzeugung von elektrischen Defekten und kann für Durchschlagversuche und Teilentladungsversuche verwendet werden (Bild 26). Ebenso kann das Gefäß als frei-atmendendes oder hermetisch geschlossenes System verwendet werden. Über eine Durchführung wird die benötigte Prüfspannung in das Gefäß gebracht. Zusätzlich verfügt das Gefäß über ein Heizelement, um elektrische Defekte bei unterschiedlichen Öltemperaturen generieren zu können.

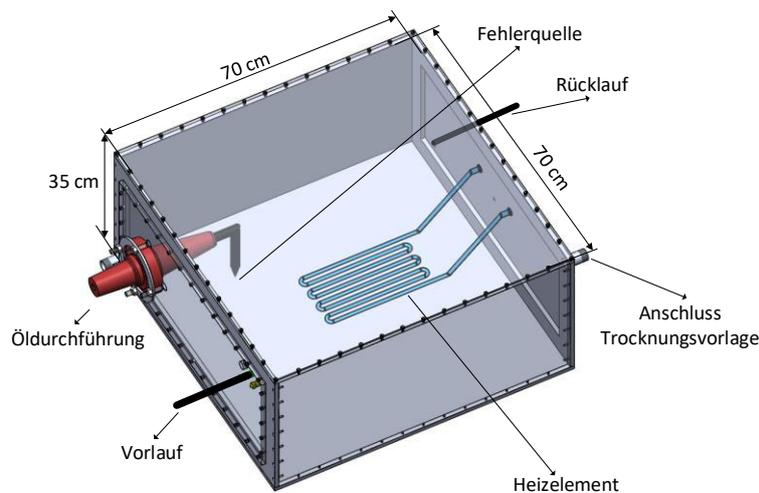


Bild 26: 170-Liter-Prüfgefäß zur Generierung elektrischer Defekte bei unterschiedlicher Öltemperatur

4.2 Verwendete Messaufbauten

4.2.1 Durchschlagversuche mit Wechselspannung

Bild 28 zeigt den schematischen Aufbau der Durchschlagversuche mit AC-Spannung für das 5-Liter- und 16-Liter-Prüfgefäß. Über einen Stelltransformator wurde die Spannung mit ca. 2 kV/s soweit erhöht, bis es zu einem Durchschlag im Prüfling gekommen ist. Für die Erzeugung einer Entladung im Prüfgefäß wurde eine Spitze-Platte-Anordnung ($s = 8 \text{ mm}$, $r_{\text{Spitze}} = 25 \text{ }\mu\text{m}$, $\varphi_{\text{Spitze}} = 15^\circ$) gewählt. Der Widerstand $R_B = 10 \text{ M}\Omega$ diente zur Strombegrenzung während eines Durchschlags und zum Schutz des Transformators. Über einen kapazitiven Spannungsteiler ($C = 36 \text{ pF}$, $\ddot{u} = 1000:1$) wurde der Spannungsverlauf und über einen Koaxial-Shunt ($R_{\text{Shunt}} = 5,13 \text{ m}\Omega$) der Stromverlauf während einer Entladung aufgezeichnet. Über die Vor- und Rücklaufleitung wurde das Prüfgefäß mit dem DGA-Monitoringsystem (Qualitrol/Serveron TM8) verbunden und die generierten Gase gemessen und analysiert.

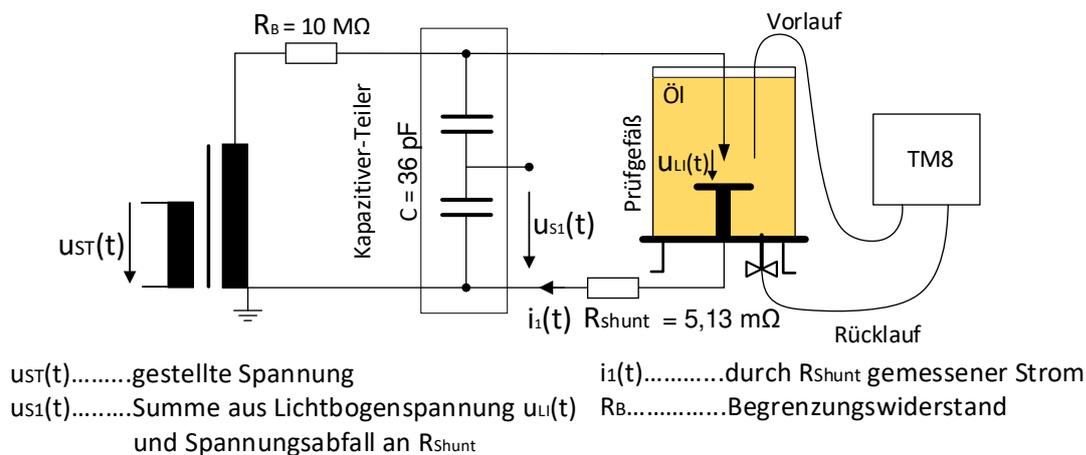


Bild 27: Schematischer Aufbau der Durchschlagversuche mit AC-Spannung

4.2.2 Durchschlagversuche mit Blitzstoßspannung

Bild 28 zeigt den Schaltungsaufbau zur Erzeugung der Blitzstoßspannung in dem 170-Liter-Prüfgefäß. Der Widerstand $R_L = 10 \text{ M}\Omega$ wurde so groß gewählt, dass es während eines Stoßversuchs (Lade- und Entladevorgang) zu keiner vorzeitigen Wiederaufladung der Stoßkapazität $C_S = 50 \text{ nF}$ kommen kann. Die Spannungsdifferenz zwischen der Wechselstromseite und der Gleichspannungsseite kann die zulässige Spannung an einer Diode (Sperrspannung $U_D = 140 \text{ kV}$) überschreiten. Daher wird eine zweite Diode in Serie geschaltet. Der Dämpfungswiderstand $R_D = 1438 \text{ }\Omega$ und der Entladewiderstand $R_E = 1622 \text{ k}\Omega$ führen zu einer Blitzstoßspannung mit einer Stirnzeit von $T_1 = 1,02 \text{ }\mu\text{s}$ und einer Rückenhalbwertszeit von $T_2 = 57 \text{ }\mu\text{s}$. Die Zeitparameter der erzeugten Stoßspannung liegen somit in den von IEC 60060-1 geforderten Grenzen ($1,2 \text{ }\mu\text{s} \pm 30 \%$ Stirnzeit und $50 \text{ }\mu\text{s} \pm 20 \%$ Rückenhalbwertszeit). Die Funkenstrecke (Abstand $d = 1,8 \text{ cm}$) wurde erst nach vollständiger Aufladung der Stoßkapazität gezündet, sodass für jeden Durchschlag die gleiche Energiemenge über den Lichtbogen im Mineralöl umgesetzt wird. Mit einem Spannungsteiler (Ohmsch-kapazitiv-gedämpfter-Teiler, $\ddot{u} = 4000:1$) wurde die Lichtbogenspannung und über einen Koaxial-Shunt ($R_{Shunt} = 5,13 \text{ m}\Omega$) der Stromverlauf gemessen. Über einen ohmschen Spannungsteiler wurde die Spannung U_0 an der Stoßkapazität C_S gemessen. Um Stoßspannungsversuche bei unterschiedlichen Öltemperaturen durchführen zu können, wurde ein Heizelement im 170-Liter-Prüfgefäß eingebaut. Das Prüfgefäß wurde über eine Vor- und Rücklaufleitung mit dem DGA-Monitoringsystem verbunden und die im Öl gelösten Gase gemessen und analysiert.

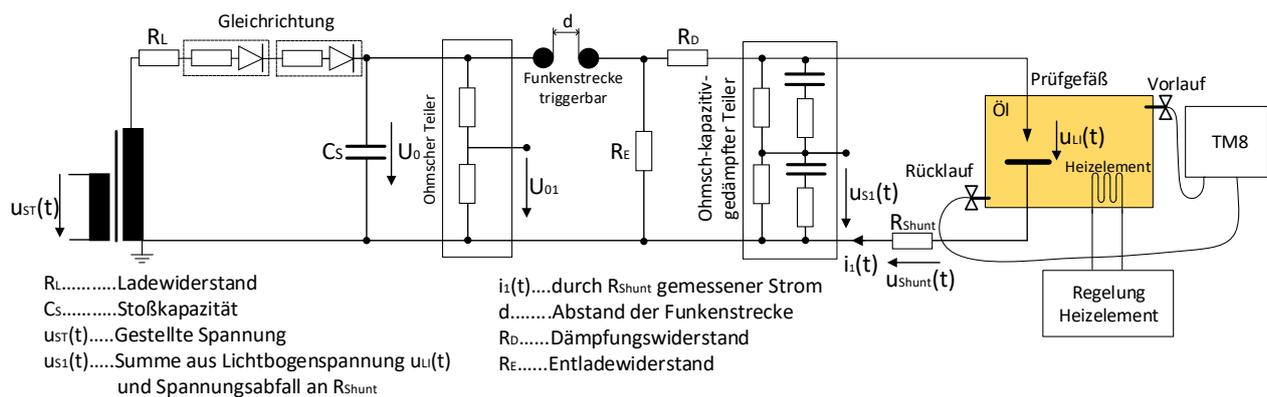


Bild 28: Schematischer Aufbau der Durchschlagversuche mit Blitzstoßspannung im 170-Liter-Prüfgefäß

Energieeintrag bei Durchschlagversuchen mit Blitzstoßspannung: Für die Auswertung und Darstellung der gelösten Gase in Abhängigkeit des Energieeintrags bei Durchschlagversuchen, werden unterschiedliche Ansätze zur Bestimmung der umgesetzten Energie verwendet. Tabelle 14 gibt einen Überblick der unterschiedlichen Möglichkeiten.

Tabelle 14: Angaben zur Bestimmung der umgesetzten Energie während eines Durchschlags

Angaben laut Literatur
Abschätzung durch berechnete Lichtbogenenergie und Angabe der Anzahl an Durchschlägen [26]
Abschätzung durch berechnete Lichtbogenenergie und Aufsummierung [26, 29]
Anzahl der Durchschläge und Ladeenergie im Stoßkreis (580 J) [27]
Anzahl der Durchschläge (keine Angaben zum Energieeintrag) [28]

Für die rechnerische Abschätzung der im Lichtbogen während eines Durchschlags umgesetzten Energie $W_{Li}(t)$, müssen einige Annahmen getroffen werden. Zu Beginn der Entladungen ist die Stoßkapazität C_S auf die Spannung U_0 (über ohmschen Teiler U_{01} gemessen) geladen. Die gesamte Energie des Stoßkreises ist allein in der Stoßkapazität C_S gespeichert. Die Entladung des Stoßkreises erfolgt als gedämpfte Schwingung über dem Dämpfungswiderstand R_D und den Lichtbogen. Der Entladewiderstand R_E , welcher parallel zum Prüfling liegt, wird nicht berücksichtigt. Der Lichtbogen brennt so lange, bis die Stoßspannung U_0 kleiner ist als die Lichtbogenbrennschpannung U_{Li} , welche über die gesamte Brenndauer des Lichtbogens als konstant angenommen wird. Unter Berücksichtigung der genannten Annahmen ergibt sich aus Gleichung 4.1 die Lichtbogenenergie $W_{Li,berechnet}$ [26].

$$W_{Li,berechnet} = \frac{U_0 - U_{Li}}{R_D} \cdot U_{Li} \cdot (R_D \cdot C_S) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{R_D \cdot C_S}}\right) \quad (4.1)$$

Eine weitere Berechnung der Lichtbogenenergie wurde durch eine analytische Auswertung durchgeführt. Hierfür wurde der Strom- und Spannungsverlauf ($i_1(t)$ und $u_{S1}(t)$) während einer Entladung aufgezeichnet (Bild 29). Die Lichtbogenenergie W_{Li} wurde anschließend mit Gleichung 4.2 berechnet.

$$W_{Li} = \int_{t_0}^{t_1} (u_{S1}(t) - u_{R_{Shunt}}(t)) \cdot i_1(t) dt \quad (4.2)$$

Für die Abschätzung der im Lichtbogen umgesetzte Energie kann pro Durchschlag von einem maximalen Energiewert W_{Li} von 0,1 % - 0,5 % der in der Stoßkapazität C_S gespeicherten Energie W_{CS} ausgegangen werden [26]. Die gespeicherte Energie der Stoßkapazität C_S , wird mit Gleichung 4.3 berechnet.

$$W_{CS} = \frac{1}{2} \cdot C_S \cdot U_0^2 \quad (4.3)$$

Über die Gleichung 4.4 kann der maximale im Lichtbogen umgesetzten Energiewert W_{Li} gemäß Literatur bestimmt werden [26].

$$W_{Li} = W_{CS} \cdot 0,1 \% - W_{CS} \cdot 0,5 \% \quad (4.4)$$

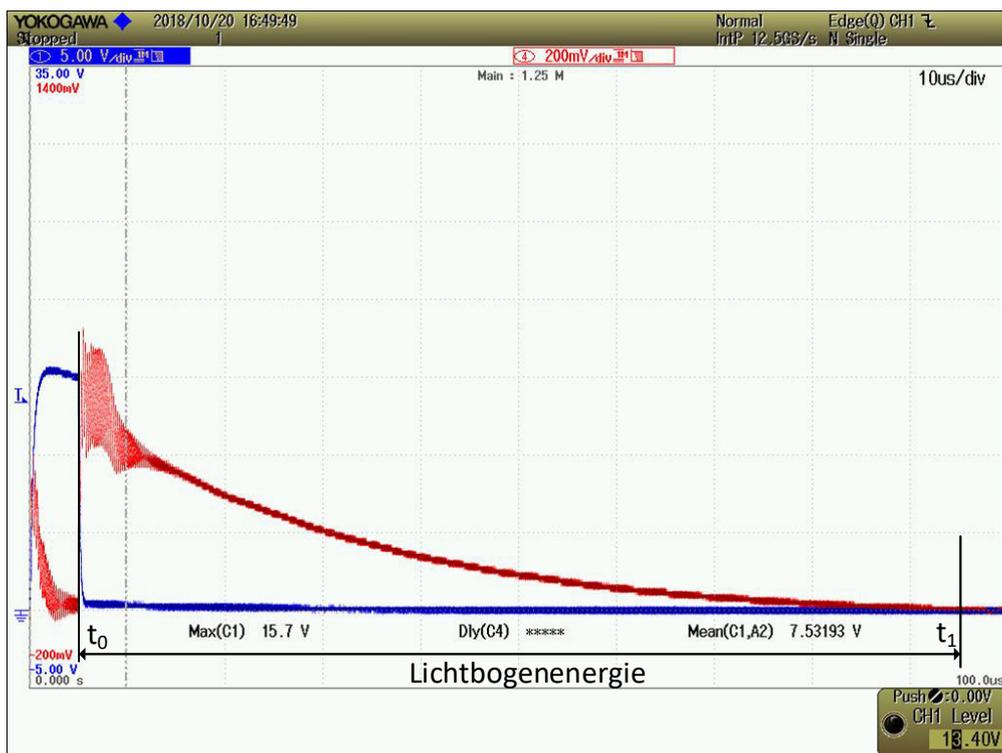


Bild 29: Strom $i_1(t)$ (rot)- und Spannungsverlaufs $u_{S1}(t)$ (blau) während einer Entladung

Die Spannung an der Stoßkapazität C_S betrug $U_0 = 74$ kV. Die in der Stoßkapazität gespeicherte Energie betrug somit $W_{CS} = 137$ Js (Gleichung 4.3). Gemäß Gleichung 4.4 kann die maximale in der Isolierflüssigkeit umgesetzte Lichtbogenenergie in erster Näherung auf $W_{Li} = 0,14$ Js – 0,68 Js abgeschätzt werden. Das in [26] vorgestellte Modell zur Bestimmung der Lichtbogenenergie liefert unter Berücksichtigung

der oben genannten Annahmen und Vereinfachungen im Vergleich dazu eine Entladungsenergie von $W_{LI, \text{berechnet}} = 0,31 \text{ Ws}$ (Gleichung 4.1) bei einer durchschnittliche Lichtbogenspannung $\bar{U}_{LI} = 116 \text{ V}$ über die gesamte Lichtbogendauer $t_1 = 90 \mu\text{s}$. Die analytische Berechnung (Gleichung 4.2) der Lichtbogenenergie W_{LI} anhand der aufgezeichneten Strom- und Spannungsverläufe (Bild 29) ergab eine durchschnittliche Energie von $W_{LI-\mu} = 0,27 \text{ Ws}$ ($\sigma = 0,07 \text{ Ws}$).

4.2.3 Teilentladungsversuche

Für die Teilentladungsversuche wurden für das 5-Liter-Prüfgefäß und 170-Liter-Prüfgefäß der in Bild 30 gezeigte Aufbau verwendet. Über einen Stelltransformator konnte der Hochspannungstransformator geregelt werden, um die gewünschte Hochspannung einzustellen. Die Kapazität des Koppelkondensators beträgt $C_K = 1,2 \text{ nF}$. Für die TE-Messung wurde ein Omicron-Vierpol (CLP 542), welcher über zwei Koaxialkabel mit dem Analysesystem (MPD 600) verbunden war, verwendet. Über einen Lichtwellenleiter (LWL) wurde das Signal zu einem Glasfaser-Buskontroller (MCU 502) geleitet und anschließend mit der Software aufgezeichnet. Für die TE-Messung wurde eine Bandbreite von $\Delta f = 9 \text{ kHz}$ und eine Mittenfrequenz von $f_c = 1 \text{ MHz}$ eingestellt. Für die nachfolgenden Betrachtungen wurden stets die, über ein 30-min-Fenster gemittelte, Ladungsmenge Q_{avg} herangezogen, welche nachträglich aus dem aufgezeichneten Datenstream berechnet wurde. Für die TE-Bildung wurde eine Platte-Platte-Anordnung ($d = 25/75 \text{ mm}$) mit drei Lagen Transformatorpapier (Gesamtdicke $d = 1,5 \text{ mm}$) als Trennschicht verwendet. Für die Untersuchungen bezogen auf frei-atmende (Ventil geöffnet) und hermetisch geschlossene Prüfgefäße (Ventil geschlossen) kann das Öl im Prüfgefäß über eine Trocknungsvorlage mit der Umgebungsluft verbunden werden. Über die bereits erwähnte Vor- und Rücklaufleitung wurde wiederum das Prüfgefäß mit dem DGA-Monitoringsystem verbunden und die gebildeten Gase gemessen und analysiert.

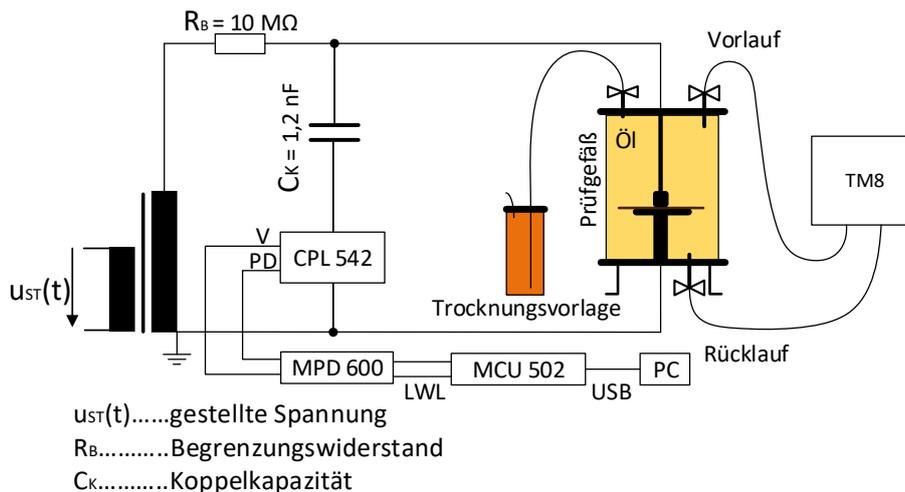


Bild 30: Schematischer Aufbau der TE-Versuch im 4-Liter-Gefäß

4.2.4 Versuche mit thermischen Defekten

Zur Erzeugung thermischer Defekte unterschiedlicher Temperatur im 4-Liter-Prüfgefäß wurde der in Bild 31 gezeigte Versuchsaufbau verwendet. Über einen Stelltransformator konnte ein Stromtransformator geregelt werden, der den benötigten Strom I_D zur Erwärmung des Heizdrahtes (Wolframdraht $d = 0,25$ mm, Länge $l = 40$ mm) lieferte. Zur Messung des Stroms I_D wurde eine Stromzange (Fluke 80i-400) und zur Messung der Spannung über den Heizdraht ein Multimeter (Fluke 137) verwendet. Über eine Vor- und Rücklaufleitung wurde das Prüfgefäß mit dem Qualitrol/Serveron TM8 verbunden und anschließend die gebildeten Gase ausgewertet. Zur Untersuchung der Unterschiede von Gasanstiegsraten und Gaskonzentrationen zwischen dem frei-atmenden und hermetisch geschlossenen Prüfgefäß wurde wiederum das Öl im Prüfgefäß über eine Trocknungsvorlage mit der Umgebungsluft verbunden.

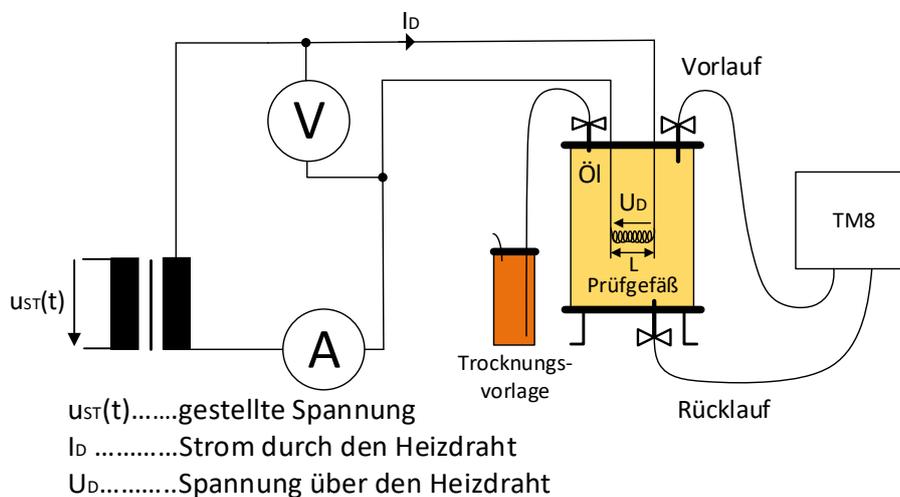


Bild 31: Schematischer Aufbau der Temperaturversuche im 4-Liter-Gefäß

Temperaturmessung: Zur Erzeugung unterschiedlicher Temperaturen (Hotspots) wurde ein Heizdraht (Wolframdraht) verwendet, dessen Oberflächentemperatur mit Hilfe der quadratischen Temperaturgleichung bestimmt wurde (Gleichung 4.5).

$$R_{\vartheta_{heiss}} = R_{\vartheta_0} \cdot [1 + \alpha(\vartheta_{heiss} - \vartheta_0) + \beta(\vartheta_{heiss} - \vartheta_0)^2] \quad (4.5)$$

Der Heißwiderstand $R_{\vartheta_{heiss}}$ konnte dabei durch spannungsrichtige Messung des Stroms I_D und der Spannung U_D jederzeit bestimmt werden. In einem Vorversuch wurde der Spannungsabfall über der Leitung und an den Kontaktstellen ermittelt. Aufgrund des geringen Spannungsabfalls wurde dieser in weiterer Folge jedoch nicht weiter berücksichtigt ($U_{Leitung} + U_{Kontakte} < 5$ mV). Der Kaltwiderstand R_{ϑ_0} wurde mit einer Messbrücke (METRA HIT/30M, Vierleitermessung, $R_{\vartheta_0} = 182$ m Ω) ermittelt. Für den Heizdraht aus Wolfram beträgt der lineare Temperaturkoeffizient $\alpha = 4,1 \cdot 10^{-3} \text{ K}^{-1}$ und der quadratische Koeffizient $\beta = 1,0 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-2}$.

Durch Umformen der Gleichung 4.5 ergibt sich die quadratische Gleichung zur Bestimmung der Temperatur am Heizdraht (Gleichung 4.6).

$$\vartheta_{heiss} = \frac{-(\alpha - 2 \cdot \beta \cdot \vartheta_0) \pm \sqrt{(\alpha - 2 \cdot \beta \cdot \vartheta_0)^2 + 4 \cdot \beta \cdot \left(\frac{R_{\vartheta_{heiss}}}{R_{\vartheta_0}} - 1 + \alpha \cdot \vartheta_0 - \beta \cdot \vartheta_0^2 \right)}}{2 \cdot \beta} \quad (4.6)$$

Wobei gilt:

$$R_{\vartheta_{heiss}} = \frac{U_D}{I_D} \quad (4.7)$$

Die Proportionalität zwischen Heizstrom und resultierender Oberflächentemperatur wird dabei allerdings auch durch das temperaturabhängige Verhalten des Öls beeinflusst (Flammpunkt etc.). Dadurch ergibt sich der in Bild 32 gezeigte Temperaturverlauf, welcher in Vorversuchen empirisch bestimmt wurde.

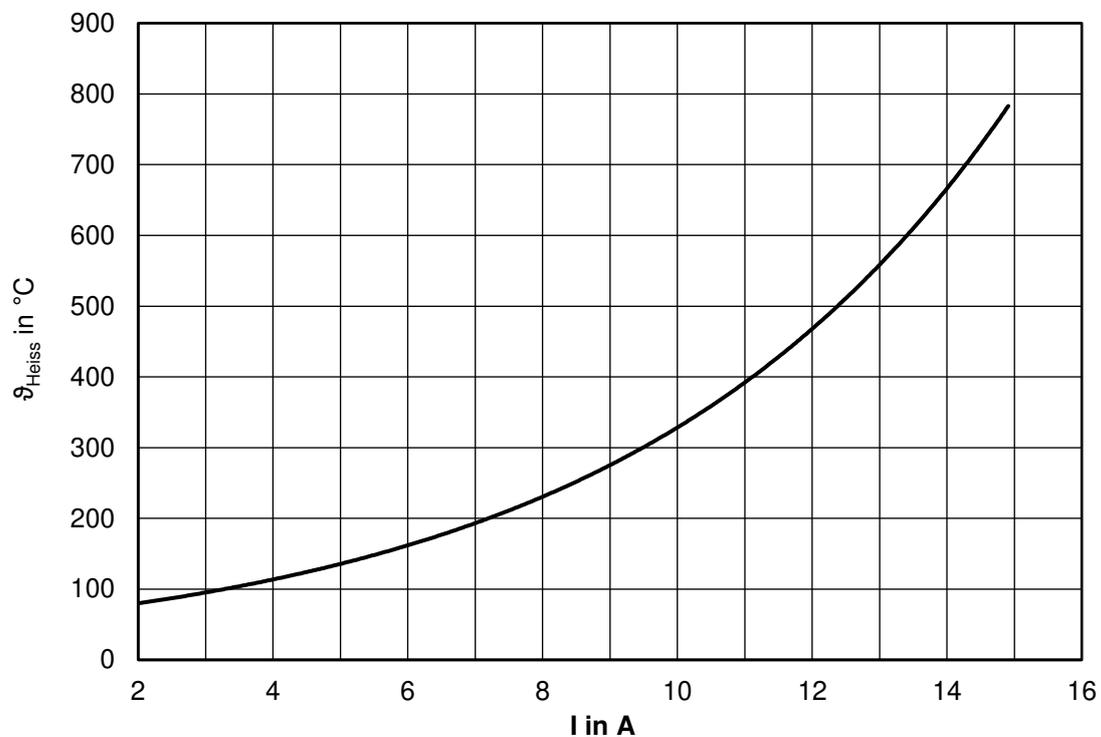


Bild 32: Defekttemperatur in Abhängigkeit des eingestellten Heizstroms

4.3 Durchgeführte Versuche

In der vorliegenden Arbeit wurde zwischen orientierenden Vorversuchen und Hauptversuchen unterschieden. Einen Überblick über die durchgeführten Versuche ist in der Messmatrix (Tabelle 15) dargestellt.

Tabelle 15: Messmatrix

	Anzahl der Durchschläge im Öl bei Wechselfspannung					Vorversuche Oberflächentemperatur Heizdraht ohne TM8					Vorversuche Teilentladungserzeugung ohne TM8				
Prüfgefäß 5 L		1	5	10	15	20	300 °C	500 °C	700 °C		900 °C	500 pC	1000 pC	3000 pC	5000 pC
Öltemperatur	MAX(Gase)														
$\vartheta = 23\text{ °C}$	"Energieeintrag"														
Temperatur im Öl	MAX(Gase)														
$\vartheta = 60\text{ °C}$	"Energieeintrag"														
Temperatur im Öl	MAX(Gase)														
$\vartheta = 90\text{ °C}$	"Energieeintrag"														
	Anzahl der Durchschläge im Öl bei Stoßspannung					Oberflächentemperatur Heizdraht					Teilentladungsamplituden				
Prüfgefäß 5 L		1	5	10	15	30	300 °C	380 °C	> 700 °C	320 °C	300 °C frei-atmend	herm. geschl., 25/75	frei-atmend, 25/75	herm. geschl., Spitze-Platte Versuch_01	TE-Versuch < 1000 pC
Temperatur im Öl	MAX(Gase)														
$\vartheta = 23\text{ °C}$	Energieeintrag														
	Anzahl der Durchschläge im Öl bei Wechselfspannung					Versuche unterschiedlicher Vor.-Rücklauf Positionierung mit Stoßspannung									
Prüfgefäß 16 L		1	5	10	15	20	Vorlauf oben, Rücklauf unten	Vorlauf bei Fehler, Rücklauf unten	Vor.-Rückcklauf unten		Vorlauf oben, Rücklauf oben	500 pC	1000 pC	3000 pC	5000 pC
Temperatur im Öl	MAX(Gase)														
$\vartheta = 23\text{ °C}$	"Energieeintrag"														
	Anzahl der Durchschläge im Öl bei Stoßspannung					Oberflächentemperatur Heizdraht					Teilentladungsamplituden				
Prüfgefäß 170 L		40	60	80	100	120	300 °C	500 °C	700 °C		900 °C	Vorversuche	500 pC	3000 pC	5000 pC
Temperatur im Öl	MAX(Gase)														
$\vartheta = 23\text{ °C}$	Energieeintrag														
Temperatur im Öl	MAX(Gase)														
$\vartheta = 40\text{ °C}$	Energieeintrag														
Temperatur im Öl	MAX(Gase)														
$\vartheta = 60\text{ °C}$	Energieeintrag														

5 Ergebnisse und Interpretation

5.1 Ergebnisse der Durchschlagversuche mit Wechselspannung

5.1.1 5-Liter-Gefäß, frei-atmendes System

Für die Durchschlagversuche wurde der in Abschnitt 4.2.1 dargestellte Versuchsaufbau verwendet (Bild 27). Die Spannung wurde über den Stelltransformator mit ca. 2 kV/s so lange erhöht, bis es zu einer Entladung im Prüfgefäß kam. Dabei betrug die durchschnittliche Durchschlagspannung $U_{DS} = 23$ kV ($\sigma = 2,4$ kV). Das 5-Liter-Prüfgefäß wurde nach jedem Versuch mit 4 Liter Mineralöl (Nynas Nytro 4000A) neu befüllt. Für den Durchschlagversuch wurde eine Spitze-Platte-Anordnung ($s = 8$ mm, $r_{\text{Spitze}} = 25$ μm , $\varphi_{\text{Spitze}} = 15^\circ$) gewählt. Um unterschiedliche Energieeinträge zu erzeugen, wurde die Anzahl der Durchschläge variiert (z. B. erster Versuch mit einem Durchschlag, zweiter Versuch mit fünf Durchschlägen usw.). Für die Auswertung wurde jeweils die maximale gemessene Gaskonzentration pro Versuch in ppm herangezogen. Zusätzlich wurden noch Durchschlagversuche bei unterschiedlichen Öltemperaturen durchgeführt ($\vartheta = 23$ °C, $\vartheta = 60$ °C, $\vartheta = 90$ °C). Die verschiedenen Öltemperaturen wurden über eine um das Prüfgefäß gewickelt Heizmatte und eine Regeleinheit realisiert. Die Vorlaufleitung des DGA-Monitoringsystems befand sich auf Höhe der Fehlerstelle und die Rücklaufleitung im unteren Bereich des Prüfgefäßes. Durch die Erhöhung des Energieeintrags soll die Bildung der Schlüsselgase und eine Abhängigkeit der Fehlergaskonzentration gezeigt werden. Durch unterschiedlichen Öltemperaturen soll zusätzlich die Abhängigkeit der gebildeten Gaskonzentrationen von der Temperatur untersucht werden.

Die Fehlerinterpretation nach der Duval-Auswertemethode wird in Bild 33 dargestellt. In allen Durchschlagversuchen mit AC-Spannung im 5-Liter-Prüfgefäß wurde ein Fehler der Klasse D1 (Entladungen mit niedriger Energie) angezeigt, da von den für die Beurteilung benötigten Fehlergasen (Acetylen C_2H_2 , Methan CH_4 und Ethylen C_2H_4) hauptsächlich Acetylen gemessen wurde. In Bild 33 wird ebenfalls ein Durchschlag im 5-Liter-Prüfgefäß, sowie die Entnahmestelle unmittelbar über der Fehlerstelle gezeigt.

Bild 34 zeigt die gemessenen Fehlergaskonzentrationen der Schlüsselgase in Abhängigkeit von der Anzahl an Entladungen im Prüfgefäß bei einer Öltemperatur von $\vartheta = 23$ °C. Dabei ist deutlich eine Erhöhung der gelösten Gaskonzentrationen in Abhängigkeit der Steigerung des Energieeintrags (vermehrte Anzahl an Entladungen pro Versuch) zu erkennen. Wie schon in Abschnitt 3.2 (Bild 12) erwähnt, werden als Hauptschlüsselgase Acetylen C_2H_2 und Wasserstoff H_2 für elektrische Überbeanspruchung gebildet. Dies wird auch in [29] gezeigt und spiegelt sich in Bild 34 wieder.

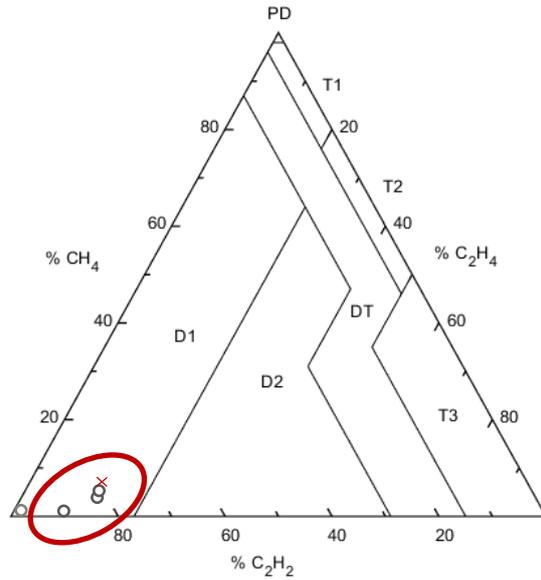


Bild 33: Durchschlagversuch im 5-Liter-Prüfgefäß (links) und Ergebnis der Auswertung nach Duval (rechts)

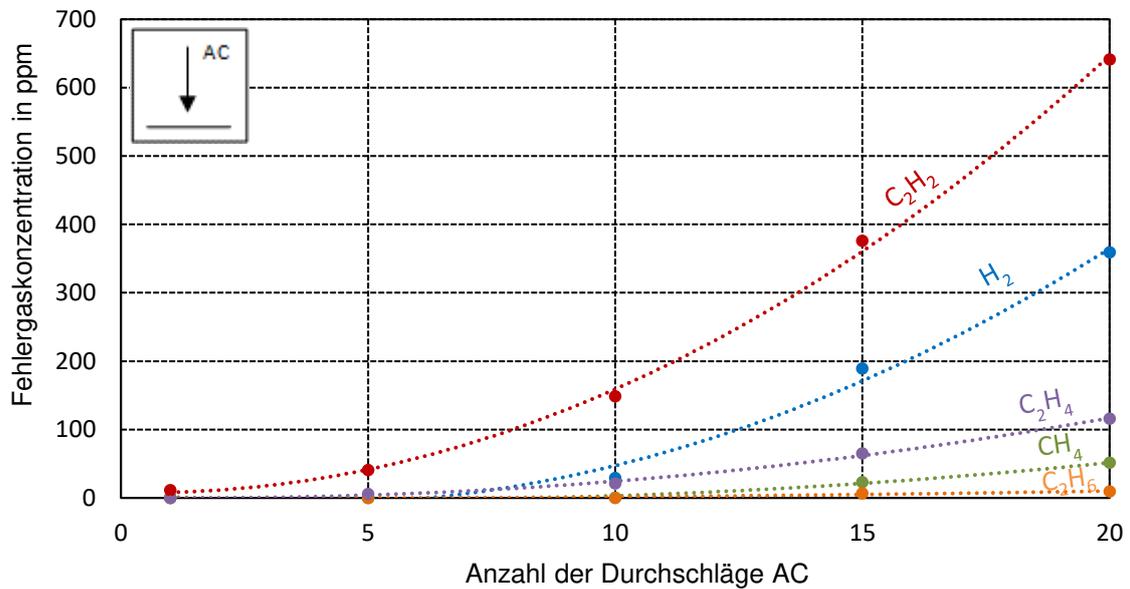


Bild 34: Durchschlagversuche bei AC-Spannung im 5-Liter-Gefäß bei $\vartheta = 23 \text{ }^\circ\text{C}$

Im Anhang A2 befinden sich die Ergebnisse der Durchschlagversuche mit AC-Spannung bei einer Ölttemperatur von $\vartheta = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ und $\vartheta = 90 \text{ }^\circ\text{C}$. Da die Energieeinträge der einzelnen Versuchsserien eine starke

Streuung zueinander aufwiesen, konnte im Zuge dieser Versuche kein fundierter Vergleich der Temperaturabhängigkeit angestellt werden. Generell wurde jedoch die Bildung der Schlüsselgase und Erhöhung der Gaskonzentration bei Temperaturerhöhung und bei steigender Anzahl an Durchschlägen bestätigt.

5.1.2 16-Liter-Gefäß, frei-atmendes System

Für die Durchschlagversuche wurde wie auch schon bei den Versuchen im 5-Liter-Gefäß der in Abschnitt 4.2.1 dargestellte Versuchsaufbau verwendet. Dabei wurde das 16-Liter-Prüfgefäß für jeden Versuch mit 15 Liter frisch aufbereiteten Mineralöl (Nynas Nytro 4000A) befüllt. Die Spannung wurde über den Stelltransformator mit ca. 2 kV/s so lange erhöht, bis es zu einer Entladung im Prüfgefäß kam. Um unterschiedliche Energieeinträge zu produzieren, wurde wiederum die Anzahl der Durchschläge variiert. Für die Entladungen wurde die Spitze-Platte-Anordnung ($s = 8 \text{ mm}$, $r_{\text{Spitze}} = 25 \text{ }\mu\text{m}$, $\varphi_{\text{Spitze}} = 15^\circ$) verwendet. Die Durchschlagspannung betrug dabei $U_{\text{DS}} = 24 \text{ kV}$ ($\sigma = 3,6 \text{ kV}$). Die Vorlaufleitung des DGA-Monitoringsystems befand sich auf Höhe der Fehlerstelle und die Rücklaufleitung im unteren Bereich des 16-Liter-Prüfgefäßes.

Die Auswertung nach Duval (Bild 35) ergab auch hier in allen Versuchen einen Fehler der Klasse D1 (Entladungen niedriger Energie).

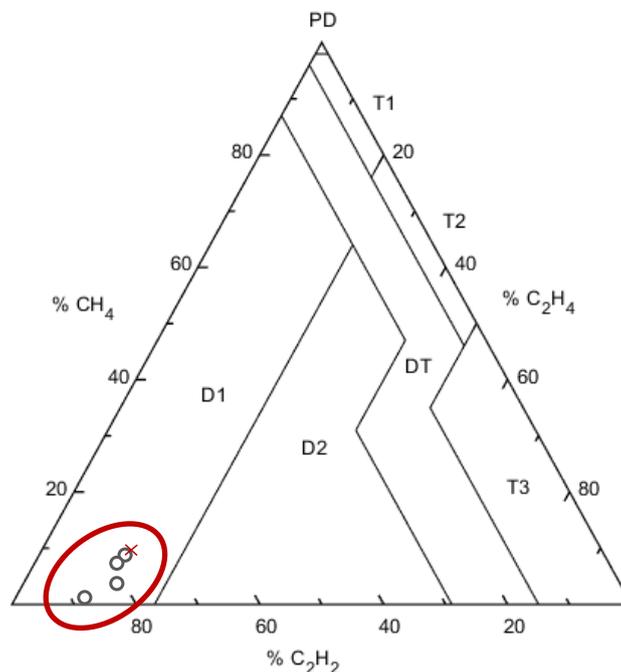


Bild 35: Ergebnis der Auswertung der Durchschlagversuche im 16-Liter-Gefäß nach Duval

Bild 36 zeigt die gemessenen Fehlergase im 16-Liter-Gefäß. Auch hier ist ein Anstieg der gelösten Fehlergase in Abhängigkeit der Anzahl der Durschläge zu erkennen. Wie auch schon im 5-Liter-Gefäß, wurden

Acetylen C_2H_2 und Wasserstoff H_2 als Hauptschlüsselgase gebildet. Dies wird auch aus Versuchen in der Literatur bestätigt [29].

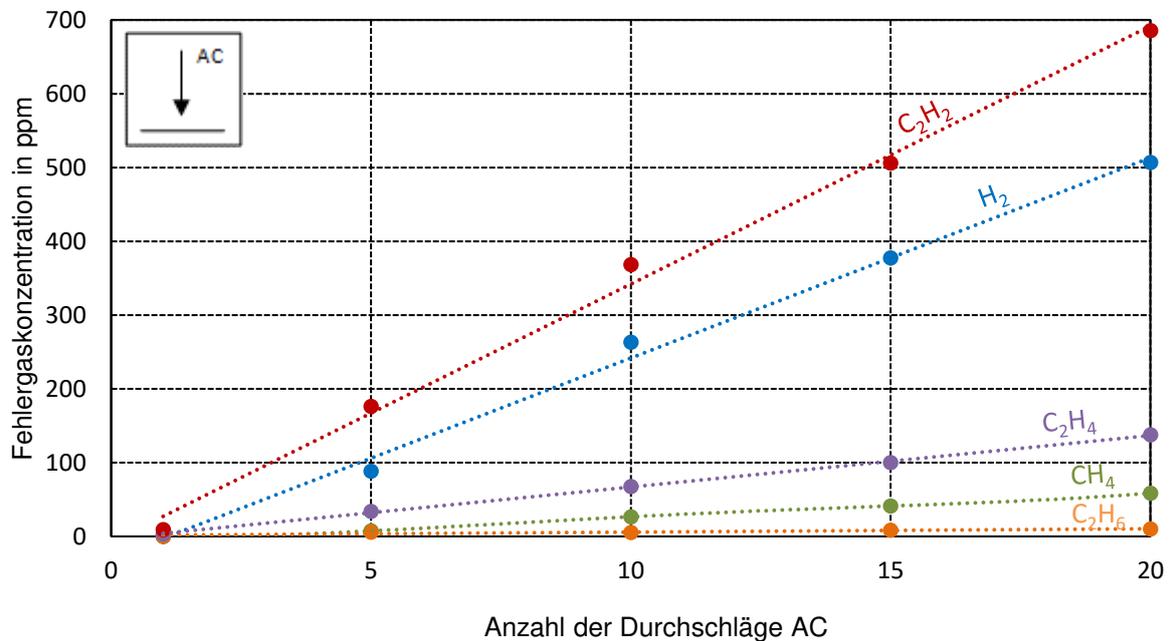


Bild 36: Durchschlagversuche bei AC-Spannung im 16-Liter-Gefäß bei $\vartheta = 23\text{ °C}$

5.2 Einfluss der Vor- und Rücklaufleitung auf die gemessenen Gaskonzentrationen

Im Zuge der orientierenden Versuche wurden Durchschlagversuche mit Blitzstoßspannung durchgeführt, um die Positionsabhängigkeit der Entnahmestelle (Vorlauf) und der Rückgabestelle (Rücklauf) bezogen auf die Gaskonzentration der gelösten Gase, bei gleichbleibendem Energieeintrag (30 Entladungen), zu untersuchen. Für die Durchschlagversuche mit einer Blitzstoßspannung wurde der im Abschnitt 4.2.2 dargestellte Stoßaufbau verwendet (Bild 28). Das 16-Liter-Prüfgefäß wurde nach jedem Versuch mit 15 Liter frisch aufbereitetem Mineralöl (Nynas Nytro 4000A) neu befüllt. Für die Erzeugung einer Entladung wurde wiederum eine Spitze-Platte-Anordnung ($s = 8\text{ mm}$, $r_{\text{Spitze}} = 25\text{ }\mu\text{m}$, $\varphi_{\text{Spitze}} = 15^\circ$) gewählt. Dabei betrug die Durchschlagspannung $U_{DS} = 47\text{ kV}$ ($\sigma = 0,8\text{ kV}$). Der Versuch soll eine Positionsabhängigkeit der Vor- und Rücklaufleitung bei gleichem Energieeintrag in Bezug auf die gemessene Gaskonzentration zeigen.

In Bild 37 sind die unterschiedlichen Anordnungen der Vor- und Rückleitung dargestellt. Aus den Ergebnissen geht eine Abhängigkeit der unterschiedlichen Positionierungen, bezogen auf die Gaskonzentration, hervor (Bild 38). Im Mineralöl wurde am Anfang ein Energieeintrag eingebracht, der zur Bildung gelöster Gasen geführt hat. Diese Gase breiten sich im Ölvolumen aus. Die Gaskonzentration nimmt mit steigender

Entfernung zur Fehlerquelle ab, da keine weiteren Gase nachgebildet werden und es zu einer Gleichgewichtsverteilung im Ölvolumen kommt. Daher ist die maximal gemessene Gaskonzentration am größten, wenn die Entnahmestelle in unmittelbarer Nähe der Fehlerquelle ist und am geringsten wenn die Entnahmestelle sich im unteren Bereich des Prüfgefäßes befindet

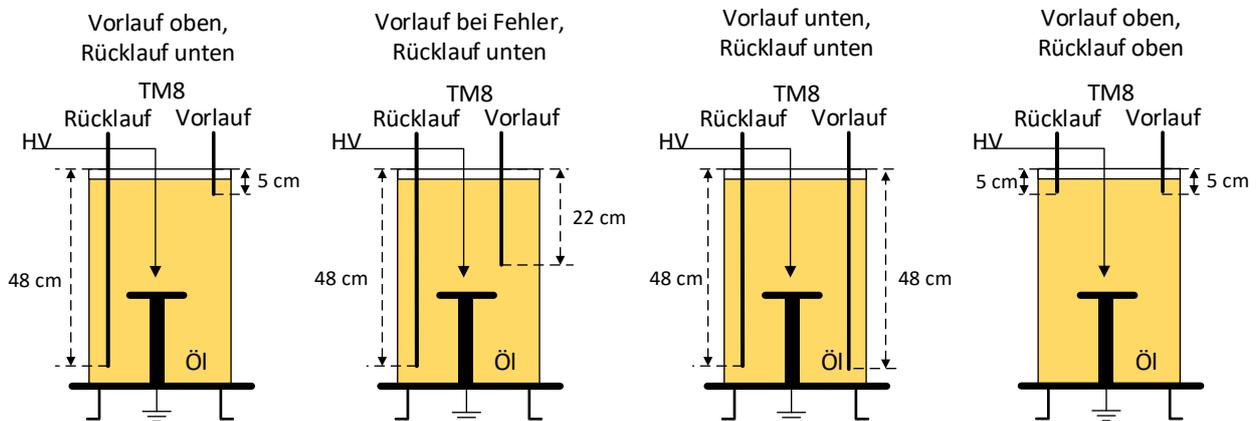


Bild 37: Unterschiedliche Positionierung der Vor- und Rücklaufleitung des DGA-Monitoringsystems im 16-Liter-Prüfgefäß.

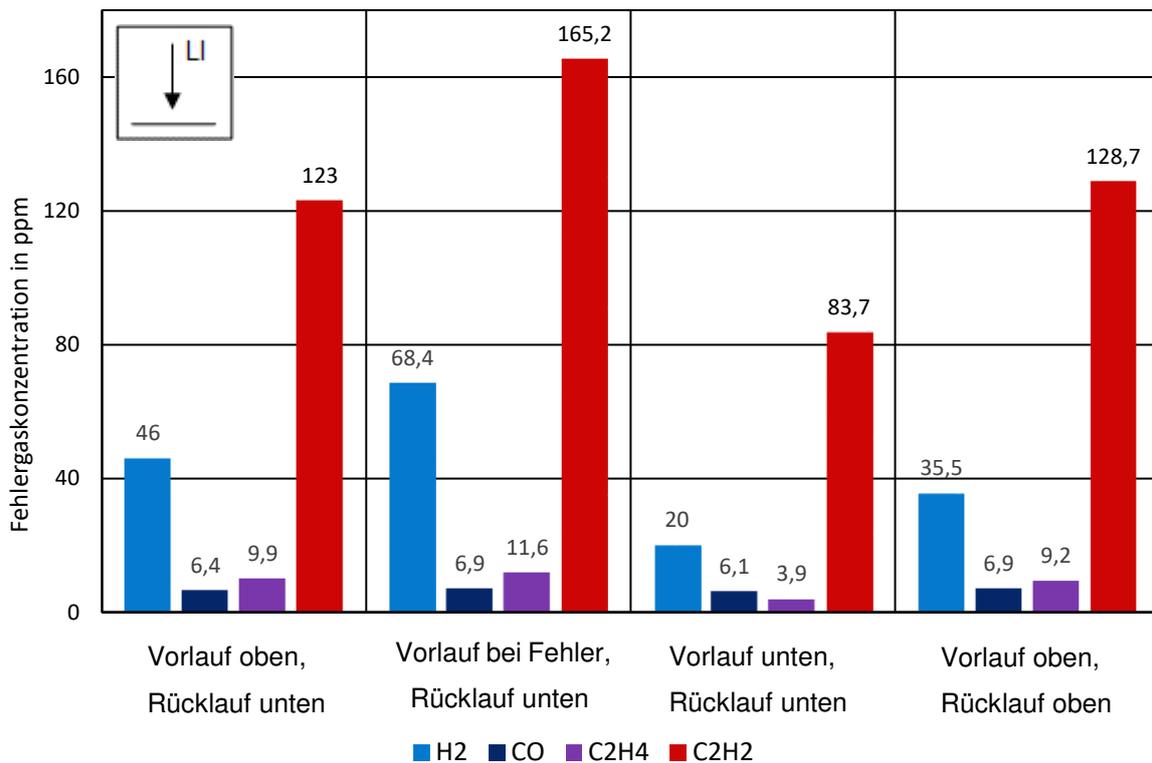


Bild 38: Durchschlagversuche im 16-Liter-Gefäß bei $\vartheta = 23 \text{ }^\circ\text{C}$ mit 30 Durchschlägen

5.3 Durchschlagversuche mit Blitzstoßspannung im 170-Liter-Gefäß

Zur Untersuchung der Gasverteilung im 170-Liter-Prüfgefäß wurden 120 Durchschläge mit Blitzstoßspannung in den Prüfling im hermetisch geschlossenen Zustand eingebracht. Dafür wurde der im Abschnitt 4.2.2 dargestellte Versuchsaufbau verwendet. Der Versuch wurde bei unterschiedlichen Öltemperaturen ($\vartheta = 23\text{ °C}$, $\vartheta = 40\text{ °C}$ und $\vartheta = 60\text{ °C}$) durchgeführt, um die Einwirkung der thermischen Konvektion aufgrund des Heizelements, bezogen auf die Verteilung der gelösten Gase, zu untersuchen. Das 170-Liter-Prüfgefäß wurde vollständig gefüllt und nach jedem Versuch wurde das Mineralöl (Nynas Nytro 4000A) getauscht.

Koordinaten:

Fehlerquelle: F = (20 | 525 | 516) mm

Vorlauf: V = (280 | 120 | 700) mm

Rücklauf: R = (80 | 580 | 0) mm

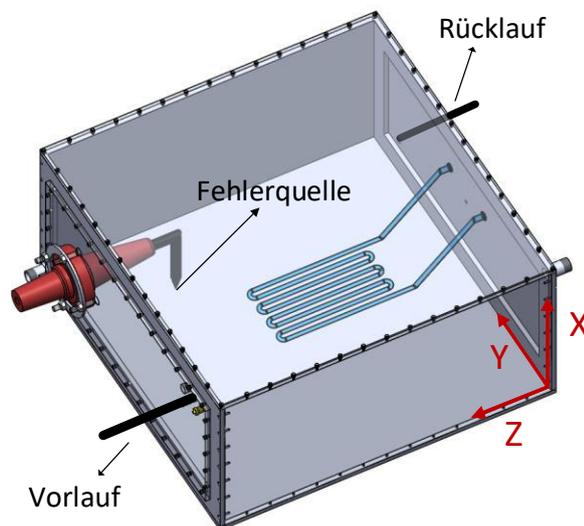


Bild 39: Schematischer Aufbau des 170-Liter-Prüfgefäßes für Durchschlagversuche mit Blitzstoßspannung

Zum Vergleich der Auswirkung der Temperatur auf die Gasverteilung wurde nur Acetylen herangezogen, da alle anderen Gase nicht nachgewiesen werden konnten. Grund ist das große Ölvolumen von 170-Liter, da sich die gebildeten Gase im Gefäß verteilen. Die Gaskonzentration der gelösten Gase verringert sich aufgrund der Verteilung im Mineralöl bei Erhöhung des Ölvolumens. Es ist durchaus anzunehmen, dass mehrere Fehlergase im 170-Liter-Gefäß durch den Energieeintrag (120 Entladungen) produziert wurden. Durch die Gleichverteilung im Ölvolumen und die Entfernung zur Entnahmestelle (Abstand $l = 51,2\text{ cm}$), konnten die gelösten Gase nicht mehr nachgewiesen werden. Eine Gaskonzentration von z. B. $H_2 = 100\text{ ppm}$ entspricht in 4 Liter Öl einer Menge von $M = 400\text{ }\mu\text{l}$. Diese Menge an gelösten Gas führt in einem Ölvolumen von 170 Liter nur mehr zu einer Gaskonzentration von $H_2 = 2,4\text{ ppm}$ und liegt deshalb unterhalb der Nachweisgrenze von $H_2 = 3\text{ ppm}$ des DGA-Monitoringsystems des Typs TM8 (Tabelle 13).

Bild 40 zeigt den Verlauf des Fehlergases Acetylen C_2H_2 über der Zeit (Energieeintrag wurden zum Zeitpunkt $t = 0$ h eingebracht) bei einer Ölfemperatur von $\vartheta = 23$ °C. Dabei betrug der Abstand von der Fehlerstelle zur Entnahmestelle $l = 51,2$ cm. Es ist eine deutliche Totzeit $t_{\text{Totzeit}} = 18$ h (Detektionsverzögerungszeit) zu erkennen.

Das liegt daran, dass die gebildeten im Mineralöl gelösten Gase sich aufgrund der auf $1 - 10$ $\mu\text{m/s}$ abgeschätzten temperaturabhängigen Diffusionsströmung und Ölströmung des DGA-Monitoringsystems ($5 - 7$ ml/min), im Gefäß ausbreiten. Die Diffusion ist im Allgemeinen ein sehr langsamer Prozess und beruht auf der Tatsache, des Ausgleichs von Konzentrationsunterschieden in einem Medium, ohne Einwirkung von außen.

Die Diffusionsströmung kann anhand des 1. Fick'schen Gesetz beschrieben werden. Zur Bestimmung des Diffusionskoeffizienten gibt es unterschiedliche Verfahren (Verfahren nach Stokes-Einstein, Verfahren mit Maxwell-Verteilung etc.). Für das verwendete Mineralöl und Azetylen ergeben sich hierbei Werte von $D_{\text{min}} = 1,12 \cdot 10^{-8}$ m^2/s bis $D_{\text{max}} = 4,54 \cdot 10^{-8}$ m^2/s . Der Mittelwert zwischen den einzelnen Verfahren liegt bei $D_{\text{avg}} = 2,82 \cdot 10^{-8}$ m^2/s . Die rechnerisch abgeschätzte Totzeit bei dem mittleren Wert des Diffusionskoeffizienten beträgt somit $t_{\text{Totzeit,Berechnet}} = 20,2$ h [7, 9, 30, 31, 32, 33].

In der Zeit zwischen $t = 40$ h bis $t = 55$ h kommt es zu einem Absinken der maximalen Konzentration (Bild 40). Wie in Bild 39 gezeigt, ist die Entnahmestelle nicht der weitest entfernte Punkt in diesem Prüfgefäß. So breitet sich das Fehlergas weiter aus, bis es sich homogen im gesamten Prüfgefäß verteilt hat ($t > 60$ h).

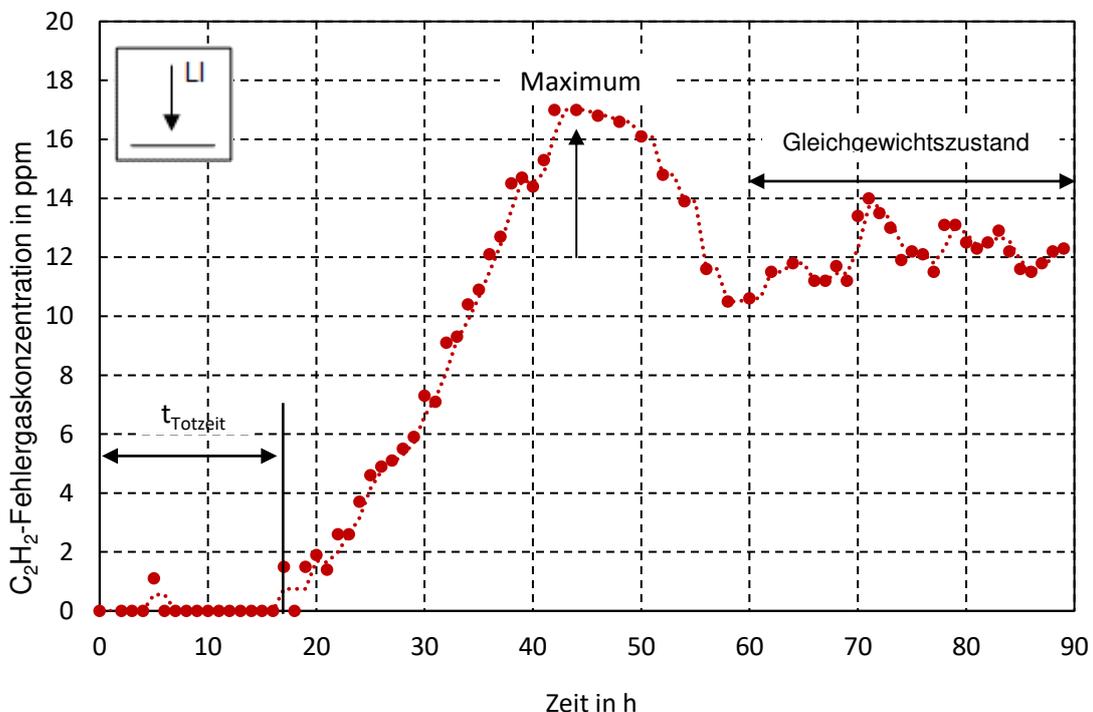


Bild 40: Gaskonzentration von C_2H_2 im 170-Liter-Gefäß bei 120 Durchschlägen und $\vartheta = 23$ °C

In Bild 41 werden die Acetylenkonzentrationen bei gleichen Energieeinträgen (120 Entladungen), aber unterschiedlichen Öltemperaturen gegenübergestellt. Es ist eine deutliche Verringerung der Totzeit ($t < 3$ h) bei einer Öltemperatur von $\vartheta = 40$ °C und $\vartheta = 60$ °C gegenüber dem Versuch bei $\vartheta = 23$ °C ($\Delta t_{\text{Totzeit}} = 18$ h) zu erkennen. Grund dafür ist die zum Diffusionsstrom und der Ölströmung des DGA-Monitoringsystems hinzukommende thermische Konvektion. Auch der Eintritt der homogenen Gasverteilung im Prüfgefäß erfolgt bereits nach $t > 15$ h. Dabei ist zwischen der Öltemperatur von $\vartheta = 40$ °C und $\vartheta = 60$ °C kein wesentlicher Unterschied des Gaskonzentrationsverlaufs über der Zeit zu erkennen. Durch die schnellere Ausbreitung der gebildeten Gase im Ölvolumen bei Einwirken der thermischen Konvektion, kommt es auch zu keiner vorzeitigen Erhöhung der Gaskonzentration, sondern gleich zu einem Gleichgewichtszustand.

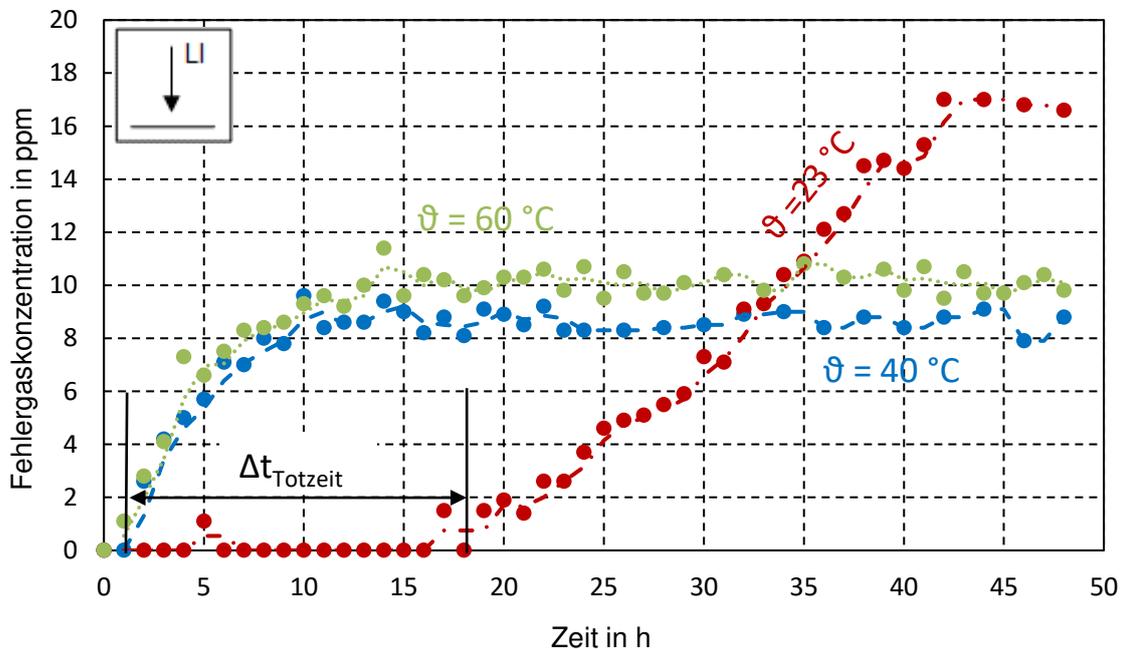


Bild 41: Gaskonzentrationsverläufe von Acetylen C_2H_2 bei unterschiedlichen Öltemperaturen und einem Energieeintrag von 120 Durchschlägen

Mit diesem Versuch kann gezeigt werden, dass eine Abhängigkeit der Detektionszeit (t_{Totzeit}) aufgrund der Entfernung der Entnahmestelle zum Fehlerort und der Öltemperatur vorhanden ist. Zusätzlich konnte eine Gaskonzentrationsabhängigkeit bezogen auf das Ölvolumen gezeigt werden. Ein größeres Ölvolumen bewirkt eine verringerte Gaskonzentrationsmenge bei gleichem Energieeintrag gegenüber kleineren Ölvolumen.

5.4 Teilentladungsversuche im 170-Liter-Gefäß

Für die Teilentladungsversuche wurde der in Abschnitt 4.2.3 gezeigte Versuchsaufbau, im hermetisch geschlossenen Zustand, verwendet. Die am Prüfling anliegende Spannung betrug im Mittel $U = 14,9$ kV. Mit Hilfe der Omicron-Software-1.6.6 konnte der Teilentladungsverlauf über die gesamte Beanspruchungsdauer aufgezeichnet werden. Dafür wurde für die TE-Messung eine Bandbreite von $\Delta f = 9$ kHz und eine Mittenfrequenz von $f_c = 1$ MHz eingestellt.

Bild 42 zeigt die Platte-Platte-Anordnung im 170-Liter-Prüfgefäß und das Ergebnis der Auswertung nach Duval. Zuerst wird ein Fehler D2 (Entladungen hoher Energie) angezeigt. Anschließend kam es aufgrund eines Durchschlags im Prüfgefäß zu einem Fehler der Klasse D1 (Entladungen niedriger Energie). Durch den Durchschlag ist es zur Bildung von Methan gekommen, was nach einer Totzeit ($t = 25$ h) zur Änderung der Fehlerklassen von D2 auf D1 führte.

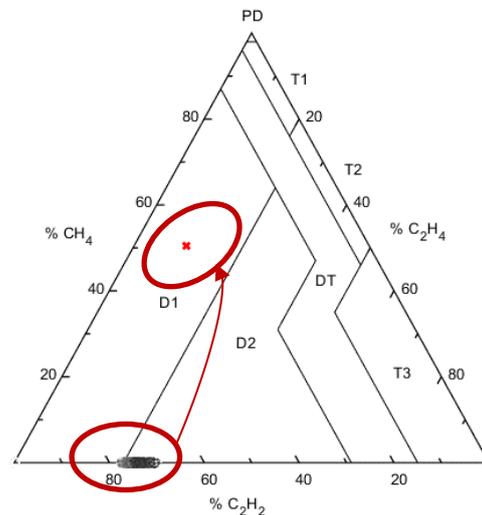


Bild 42: TE-Versuch Platte-Platte-Anordnung mit $d = 25/75$ mm (links) und Auswertung nach Duval (rechts)

In Bild 43 werden Ausschnitte (PRPD-Pattern) aus dem TE-Versuch zu unterschiedlichen Zeiten dargestellt, um die Veränderung der gebildeten Fehlertypen in Abhängigkeit der TE-Beanspruchung zu untersuchen. Das PRPD-Pattern ist zu Beginn, nach 100 Stunden Belastung und kurz vor dem Durchschlag dargestellt. Zur Generierung der Teilentladungen wurde eine Platte-Platte-Anordnung mit drei Lagen Transformatorpapier (Gesamtdicke $d = 1,5$ mm) verwendet (Bild 42). Der TE-Stream lässt auf innere Entladungen (Entladungen im Inneren und zwischen den Transformatorpapieren) überlagert mit Gleitentladungen über die Oberfläche des Transformatorpapiers schließen. Es ist eine deutliche Verringerung der Entladungsamplitude bis kurz vor dem Durchschlag zu erkennen.

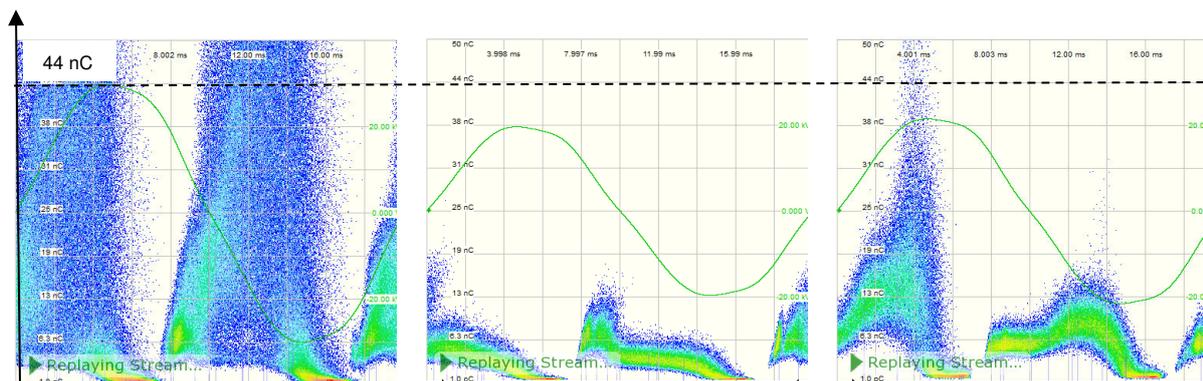


Bild 43: PRPD-Pattern der TE-Aktivität zu Beginn (links), nach $t = 100$ h (Mitte) und kurz vor dem Durchschlag nach $t = 223$ h (rechts)

Bild 44 zeigt die gemessenen Fehlergaskonzentrationen bei einer Öltemperatur von $\vartheta = 40$ °C sowie die über 30 Minuten gemittelte TE-Amplitude über der Zeit. Zu Beginn gab es wie auch aus Bild 43 ersichtlich hohe TE-Amplituden, was nach einer Totzeit ($t_{1\text{Totzeit}} = 4$ h) zum Anstieg von Acetylen (C_2H_2) und Ethylen (C_2H_4) geführt hat. Diese Totzeit entsteht aufgrund der Entfernung der Entnahmestelle zur Fehlerquelle. Nach wenigen Stunden ist eine sprunghafte Verringerung der TE-Amplitude ersichtlich. Die gelösten Gase breiten sich aufgrund der Überlagerung von Diffusionsstrom, der Ölströmung des DGA-Monitoringsystems und der thermischen Konvektion (Öltemperatur $\vartheta = 40$ °C) im Öl aus und erreichen nach einer Zeit ($t_{1\text{Totzeit}} = 4$ h) die Entnahmestelle.

Wasserstoff (H_2) wird gegenüber Acetylen und Ethylen erst nach 26 h ($\Delta t_{\text{Totzeit}} = 22$ h) detektiert. Dies liegt daran, dass Wasserstoff eine schlechtere Löslichkeit als Acetylen und auch Ethylen im Öl aufweist und daher eher dazu neigt sich als freies Gas im Ölvolumen zu sammeln [8].

Nach einer Zeit von $t = 223$ h kam es zu einem Durchschlag durch das Transformatorpapier und dadurch zum Abschalten der Spannung. Nach einer Totzeit von $t_{2\text{Totzeit}} = 26$ h kam es aufgrund des Durchschlags zum Anstieg der Fehlergase. Der Vergleich der Totzeit von Wasserstoff am Anfang des Versuchs und nach dem Durchschlag zeigt eine vergleichbare Verzögerung.

Im Anhang A3 befindet sich der Vorversuch zur TE-Beanspruchung für das 170-Liter-Gefäß (Bild A3.1). Dabei wurde eine mittlere TE-Amplitude von $\bar{Q} = 3$ nC eingestellt. Durch die geringe TE-Beanspruchung im Gefäß, konnten nur Acetylen C_2H_2 und Wasserstoff H_2 nachgewiesen werden.

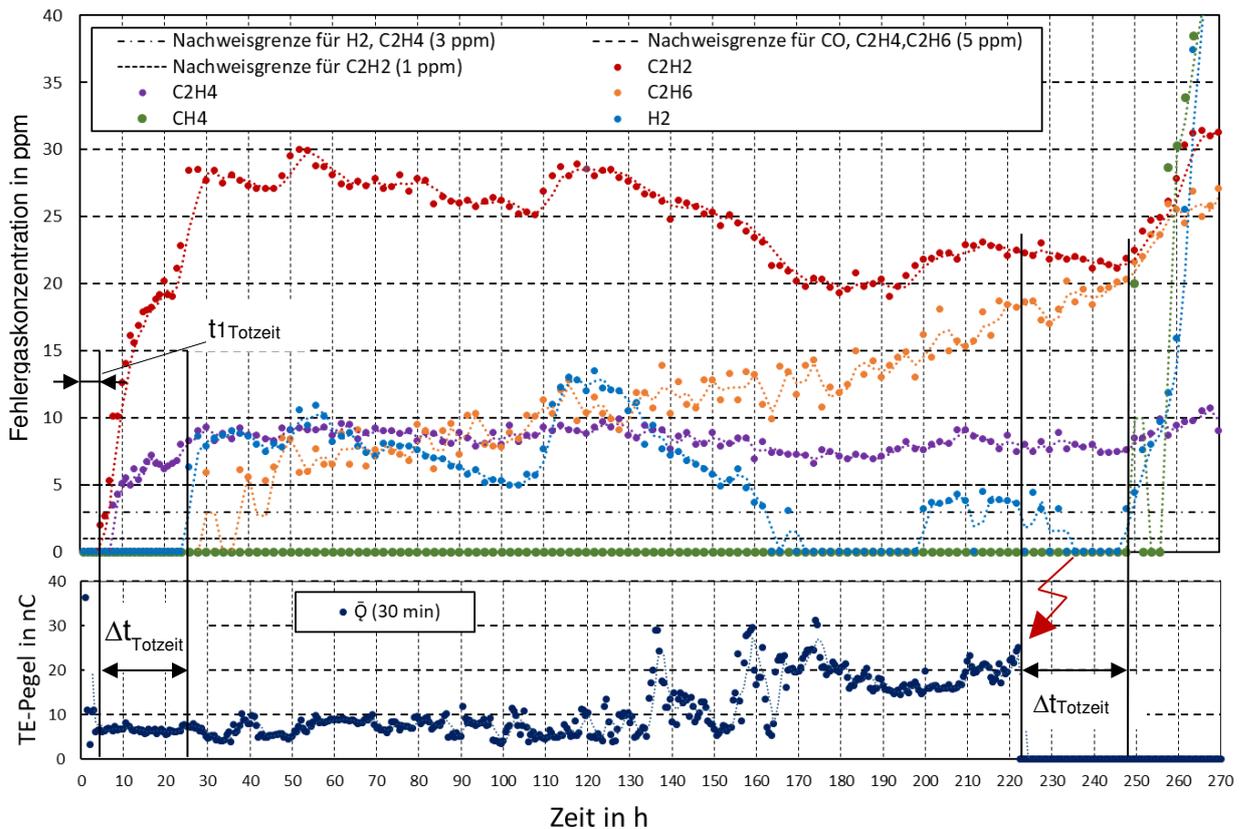


Bild 44: TE-Versuch im 170-Liter-Gefäß im hermetisch geschlossenen Zustand bei einer Spannung von $U = 14,9 \text{ kV}$

5.5 Teilentladungsversuche im 5-Liter-Gefäß

Für die Teilentladungsversuche wurde der in Abschnitt 4.2.3 beschriebene Versuchsaufbau verwendet. Über die Omicron-Software MPD/MI 1.6.6 konnte der Teilentladungsverlauf über die gesamte Beanspruchungsdauer aufgezeichnet werden. Dafür wurde wiederum eine Bandbreite von $\Delta f = 9 \text{ kHz}$ und eine Mittelfrequenz von $f_c = 1 \text{ MHz}$ eingestellt. Für den Vergleich zwischen einem frei-atmenden und hermetisch geschlossenen Ölsystem wurde jeweils ein Versuch im frei-atmenden (Öl über Trocknungsvorlage mit der Umgebungsluft verbunden) und hermetisch geschlossenen (Öl hat keine Verbindung mit der Umgebungsluft) 5-Liter-Gefäß durchgeführt. Dafür wurde das Gefäß zu Beginn vollständig mit Mineralöl gefüllt. Bild 45 zeigt die Platte-Platte-Anordnung ($d = 75/25 \text{ mm}$) mit Transformatorpapier (zwei Lagen, Gesamtdicke $d = 1 \text{ mm}$) im 5-Liter-Prüfgefäß.

In Bild 46 wird der Versuchsaufbau für beide Fälle und die Auswertung der gelösten Fehlertgase nach Duval im hermetisch geschlossenen Prüfgefäß gezeigt. Hier wird zuerst ein Fehler D2 (Entladungen mit hoher Energie) angezeigt und zum Schluss wurde daraus ein Fehler der Klasse D1 (Entladungen mit niedriger Energie).

Ähnlich wie bei dem TE-Versuch im 170-Liter-Gefäß, kommt es auch hier zu einem Anstieg von Methan CH_4 , was auch der Grund für die Änderung der Fehlerklassifizierung von D2 auf D1 ist.

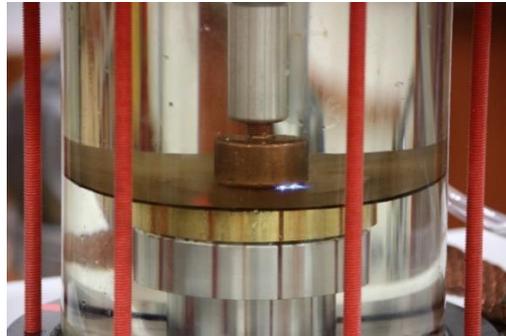


Bild 45: Platte-Platte-Anordnung mit Transformatorpapier und TE im Tripelpunkt im 5-Liter-Prüfgefäß

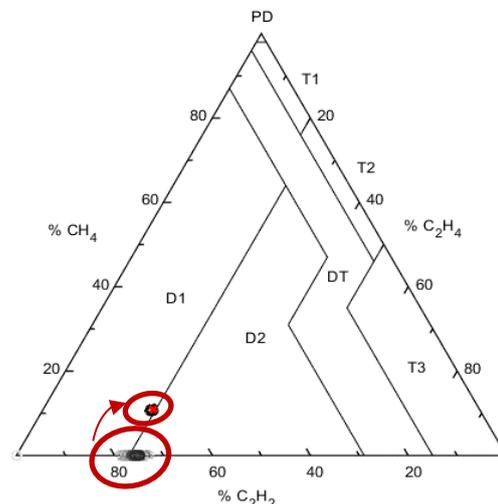


Bild 46: TE-Versuch Platte-Platte-Anordnung mit $d = 25/75 \text{ mm}$ (links) und Auswertung nach Duval im hermetisch geschlossenen Prüfgefäß (rechts)

Bild 47 zeigt eine Gegenüberstellung der beiden Ergebnisse. Hinsichtlich der gemittelten TE-Amplitude (\bar{Q} 30 min) von dem frei-atmenden und dem hermetisch geschlossenen Versuche kann festgehalten werden, dass sie einen ähnlichen Verlauf aufweisen und somit ein Vergleich der gebildeten gelösten Gase möglich ist. Die Acetylen- und Ethylen-Werte weisen in den ersten 32 h einen ähnlichen Verlauf auf, bis nach einer Zeit von $t > 32 \text{ h}$ die Gaskonzentration des frei-atmenden Versuchs einen Gleichgewichtszustand erreicht. Dies bedeutet, dass gleich viele gelöste Gase an der Fehlerstelle produziert werden, wie auch durch die Grenzfläche in die Umgebungsluft entweichen. Somit kommt es zu einem Gleichgewichtszustand im frei-atmenden Versuch, während im hermetisch geschlossenen Versuch, die Konzentration (Gase können nicht entweichen) weiter ansteigt. Aus Bild 47 geht ebenfalls hervor, dass Wasserstoff H_2 und Methan CH_4 nur im hermetisch geschlossenen Versuch nachgewiesen werden konnten. Grund dafür ist die Löslichkeit der einzelnen Gase. Wasserstoff H_2 und Methan CH_4 sind im Gegensatz zu z. B. Acetylen

C₂H₄ schlechter im Öl löslich [8], und neigen eher dazu, als freie Gase aufzusteigen. Im Falle des frei-atmenden Versuchs, entweichen diese direkt in die Umgebungsluft.

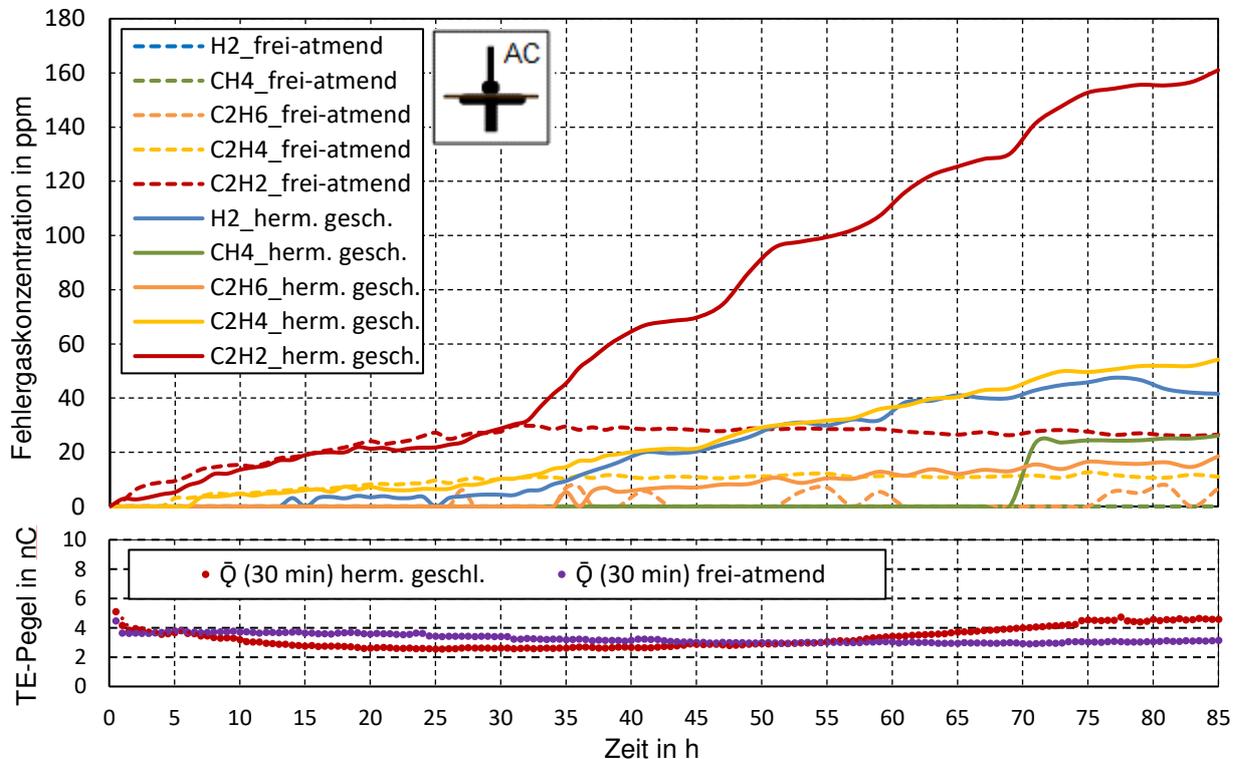


Bild 47: TE-Versuch im 5-Liter-Gefäß, U = 15,5 kV frei-atmend und hermetisch geschlossen

Bild 48 zeigt die Darstellung der Gasverteilung im Prüfgefäß aufgrund der Diffusionsströmung. Wird im Punkt X ein Fehler produziert, so bilden sich dort gelöste Fehlgase im Mineralöl, welche sich aufgrund des Diffusionsstroms ausbreiten. Treffen die gelösten Gase auf die Grenzschicht, kommt es im frei-atmenden Zustand (Ventil offen) zu einem Entweichen der Gase in die Umgebungsluft. Bleibt das Gefäß jedoch geschlossen (Ventil zu), so kommt es zu einem Anstieg der Gaskonzentration im gesamten Ölvolumen bis eine Sättigung erreicht ist und es zur Bildung von freien Gasen (Gasblasen) im Ölvolumen kommt.

In Bild 49 wird der Bereich vor dem Gleichgewichtszustand ($t < 40$ h) der Gase genauer betrachtet. Die gebildeten Gase Acetylen und Ethylen weisen in beiden Zuständen (frei-atmend und hermetisch geschlossen) einen ähnlichen Verlauf auf. Das liegt daran, dass sich die Fehlerstelle wie in Bild 48 gezeigt im Punkt X des Prüfgefäßes befindet. Von dort werden die gelösten Gase über den Diffusionsstrom im Gefäß verteilt. Erst wenn die gelösten Gase die Grenzschicht erreichen, kommt es zu einem veränderten Verlauf der Gaskonzentrationen. Während im frei-atmenden Zustand die Gase über die Grenzschicht in die Umgebungsluft entweichen und sich ein Gleichgewichtszustand einstellt kommt es im hermetisch geschlossenen Zustand zu einem weiteren Anstieg der Gaskonzentration. Zusätzlich kommt es zu einer Detektionsverzögerung von Ethylen ($t_{C_2H_4} = 6$ h) und Wasserstoff ($t_{H_2} = 13$ h). Dies ist wiederum auf die Löslichkeit der

Gase im Öl zurückzuführen. Acetylen weist im Vergleich zu Ethylen und Wasserstoff eine bessere Löslichkeit im Öl auf und wird daher früher erkannt [8].

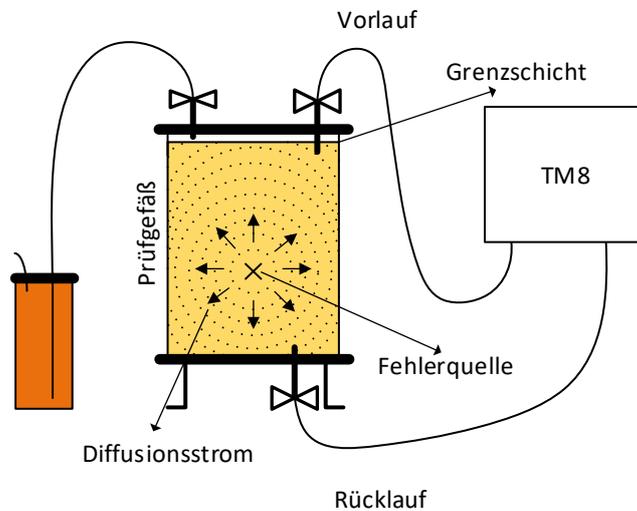


Bild 48: Vereinfachte Darstellung der Gasverteilung im 5-Liter-Prüfgefäß

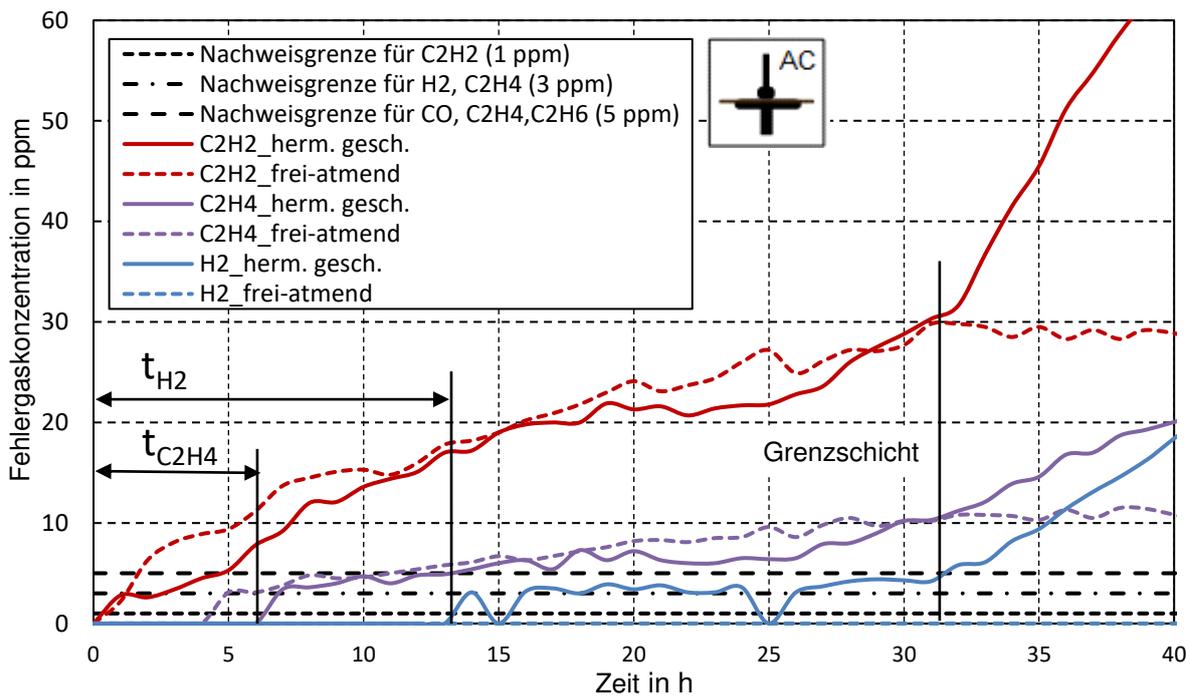


Bild 49: TE-Versuch im 5-Liter-Gefäß, U = 15,5 kV, Vergleich frei-atmend und hermetisch geschlossen (Ausschnitt aus Bild 47)

5.6 Thermische Defekte im 5-Liter-Gefäß

5.6.1 Einleitung

Für die unterschiedlichen Temperaturversuche wurde der in Abschnitt 4.2.4 beschriebene Versuchsaufbau verwendet. Das 5-Liter-Prüfgefäß wurde für alle Versuche vollständig mit Mineralöl (Nynas Nytro 4000 A) befüllt. Es wurden Temperaturen von $\vartheta = 280\text{ °C}$, $\vartheta = 300\text{ °C}$, $\vartheta = 380\text{ °C}$, $\vartheta > 700\text{ °C}$ eingestellt, um die unterschiedlichen thermischen Fehler nachzubilden und mit Hilfe der Auswertemethode nach Duval zu bewerten. Anschließend wurde wiederum ein Versuch bezüglich frei-atmend und hermetisch geschlossenem System durchgeführt. Für die unterschiedlichen Temperaturen am Heizdraht, wurde der in Abschnitt 4.2.4 dargestellte experimentell ermittelte Strom eingestellt.

5.6.2 Thermischer Defekt mit $\vartheta = 300\text{ °C}$, hermetisch geschlossen System

Bild 50 (links) zeigt das Ergebnis der Auswertung nach Duval. Es wird ein Fehler der Klasse T1 (Temperaturfehler $\vartheta \leq 300\text{ °C}$) angezeigt, da eine höhere Konzentration vom Methan gegenüber Ethylen gemessen wurde. In Bild (rechts) wird der Wolframdraht bei einer Temperatur von $\vartheta = 300\text{ °C}$ gezeigt, der zusätzlich eine Zirkulation des Öls aufgrund der thermischen Konvektion verursacht.

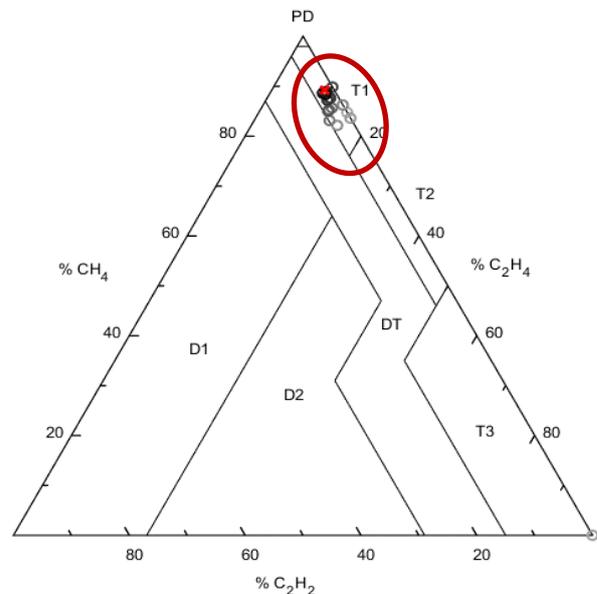
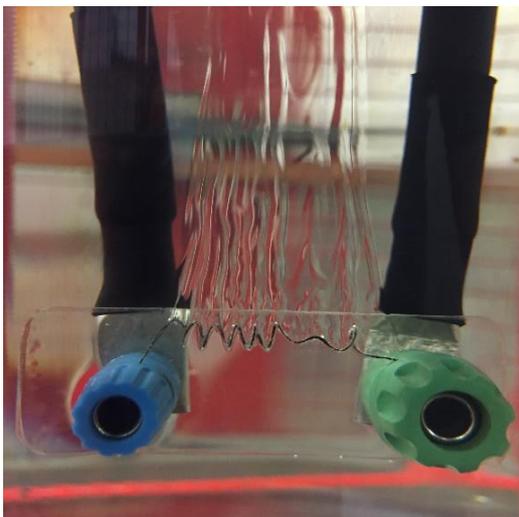


Bild 50: Temperaturversuch mit einem thermischen Defekt bei $\vartheta = 300\text{ °C}$ (links) und Auswertung nach Duval (rechts)

Bild 51 zeigt die gemessenen gelösten Gase über der Zeit. In Abschnitt 3.2 (Bild 12) wurde bereits Methan (CH_4) gefolgt von Ethylen (C_2H_4) als Hauptschlüsselgas für einen thermischen Fehler T1 gezeigt (Bild 12). Dies spiegelt sich auch in Bild 51 und in der Literatur wieder [28, 34]. Zusätzlich hat sich Kohlenmonoxid CO gebildet, welches in diesen Zusammenhang keine Aussagekraft über einen Fehler hat. Es bildet sich aufgrund der beschleunigten Alterung der Isolierflüssigkeit durch Einwirken einer erhöhten Temperatur [8].

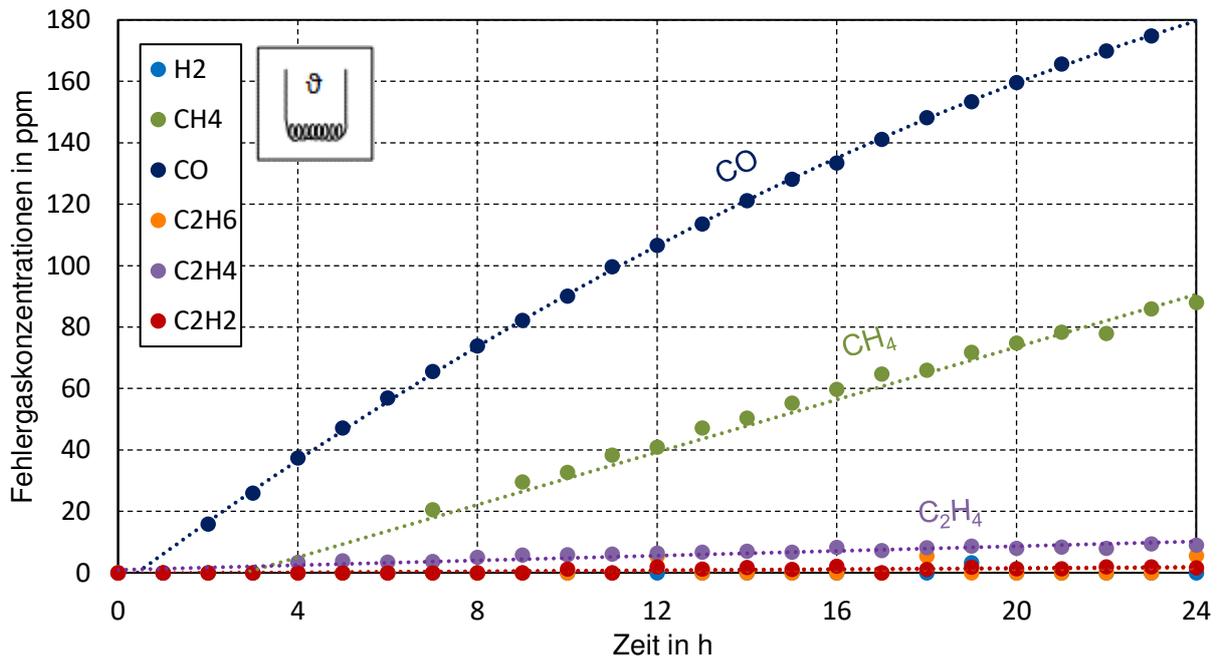


Bild 51: Temperaturversuch im 5-Liter-Gefäß bei einem Hotspot mit $\vartheta = 300\text{ °C}$ im hermetisch geschlossenen Zustand

5.6.3 Thermischer Defekt mit $\vartheta = 380\text{ °C}$ im hermetisch geschlossen System

Das Ergebnis der Auswertung nach Duval wird in Bild 52 gezeigt. Hier wurde mit einer Temperatur des Heizdrahts von $\vartheta = 380\text{ °C}$ ein Fehler der Klasse T3 (Temperaturfehler $\vartheta > 700\text{ °C}$) angezeigt, da eine größere Menge an Ethylen im Vergleich zu Methan gemessen wurde.

Ein Grund könnte eine inhomogene Verteilung der Oberflächentemperatur sein, sodass es punktuell zu einer Temperatur über $\vartheta = 380\text{ °C}$ gekommen ist. Wird der obere Bereich genauer betrachtet (Bild 52), sind kleine Blasen ersichtlich. Aufgrund der starken Zersetzung werden so viele Gase gebildet, dass sie sich nicht mehr vollständig im Öl lösen und als freie Gase aufsteigen.

In Bild 53 ist der Verlauf der gebildeten Gase über der Zeit abgebildet. Es haben sich wie auch im Vergleich in der Literatur Ethylen und Methan als Hauptschlüsselgase gebildet [28, 34]. Durch die hohe Temperatur und der damit verbundenen thermischen Konvektion, wird eine wesentlich schnellere Detektionszeit gegenüber den Teilentladungsversuchen erzielt. Im Vergleich zu Bild 51 wird eine viel höhere Gaskonzentration aufgrund der höheren Temperatur erreicht.

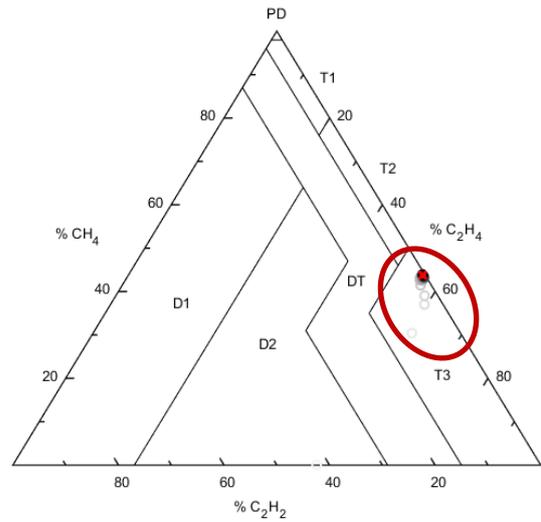


Bild 52: Temperaturversuch mit einem thermischen Defekt bei $\vartheta = 380^{\circ}\text{C}$ (links) und Auswertung nach Duval (rechts)

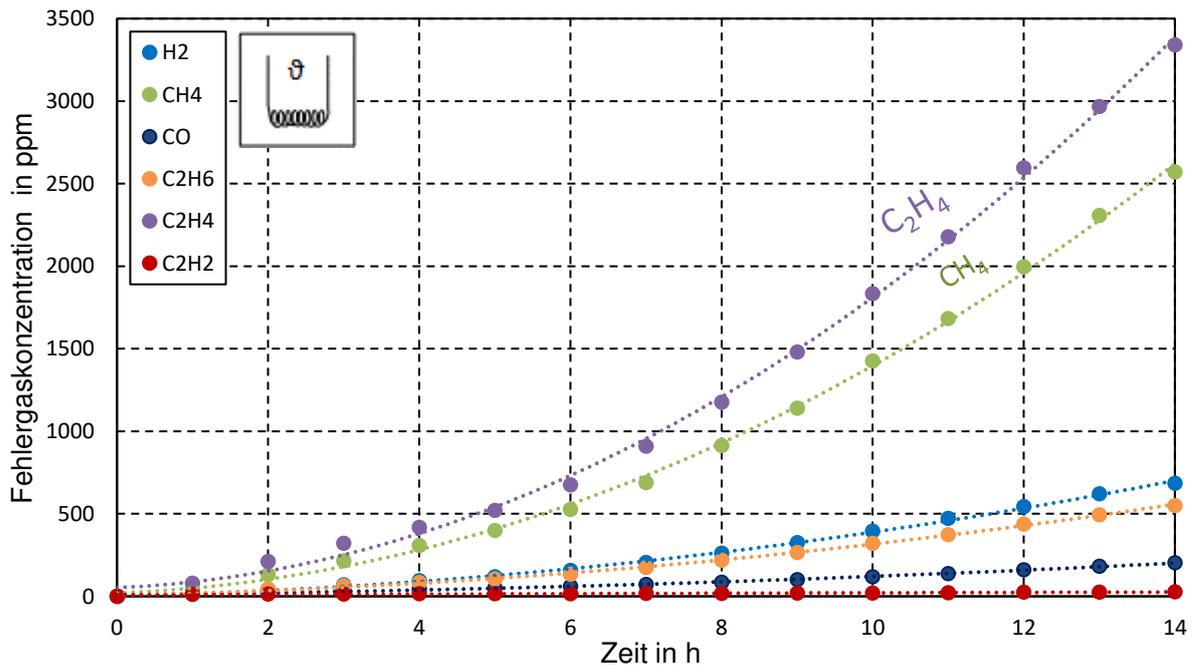


Bild 53: Temperaturversuch im 5-Liter-Gefäß bei einem Hotspot mit $\vartheta = 380^{\circ}\text{C}$ im hermetisch geschlossenen Zustand

5.6.4 Thermischer Defekt mit $\vartheta > 700^{\circ}\text{C}$ im hermetisch geschlossen System

Für den Temperaturversuch wurde der Strom soweit erhöht, dass es bereits zu einem örtlich begrenzten Verbrennen des Öls gekommen ist. Das verwendete Mineralöl besitzt einen Flammpunkt von $\vartheta > 140^{\circ}\text{C}$.

Dieser wurde bei den vorherigen Temperaturversuchen aufgrund der guten Wärmeabfuhr und der geringeren Temperaturbelastung des Öls nicht erreicht. Bei diesem Versuch wurde jedoch der Flammpunkt durch die hohe Temperatur punktuell überschritten, sodass es zur Entzündung des Öls kam. Der Versuch musste bereits nach $t = 2$ h abgebrochen werden, da die gebildeten Gaskonzentrationen den Messbereich des DGA-Monitoringsystems überschritten hätten. Das Problem bei diesen hohen Temperaturen $\vartheta > 700$ °C wird auch in der Literatur beschrieben, sodass ein vorzeitiges Abbrechen des Versuches notwendig war [28]. Bild 54 zeigt den Heizdraht bei einer Temperatur $\vartheta > 700$ °C, der bereits ein punktuelles Entflammen des Öls verursacht und das Ergebnis der Auswertung nach Duval. Durch die hohe Temperatur der Flamme entstand eine große Menge an Ethylen, weshalb die Auswertung nach Duval einen Fehler der Klasse T3 (Temperaturfehler $\vartheta > 700$ °C) anzeigt.

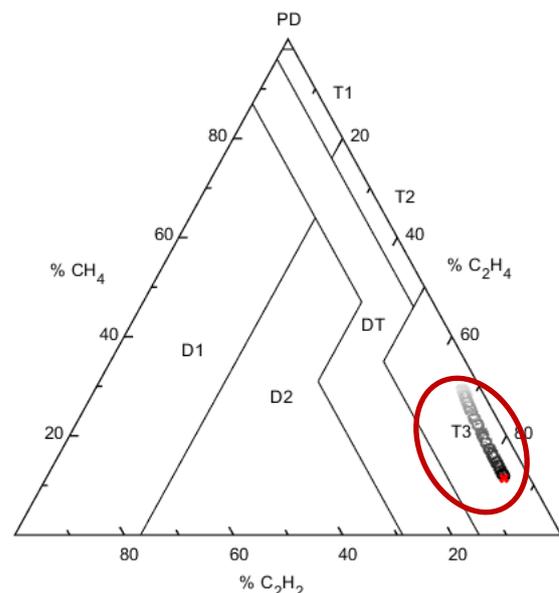
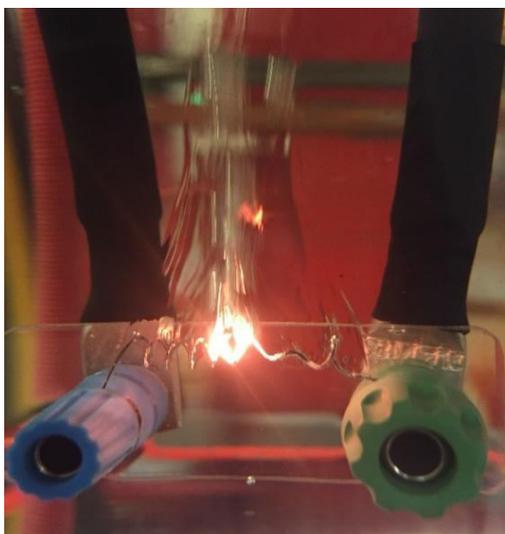


Bild 54: Temperaturversuch mit einem thermischen Defekt bei $\vartheta < 700$ °C (links) und Auswertung nach Duval (rechts)

Bild 55 zeigt die gebildeten Gaskonzentrationen bei einem thermischen Defekts $\vartheta > 700$ °C über die Zeit. Ethylen und Methan wurden wiederum als Hauptschlüsselgase gebildet, wobei Ethylen eine höhere Konzentration aufweist. Auch in der Literatur beschriebenen Versuchen wurden Ethylen und Methan als Hauptschlüsselgase gebildet und ein vorzeitiger Abbruch aufgrund der hohen Temperatur musste ebenfalls durchgeführt werden [28, 34].

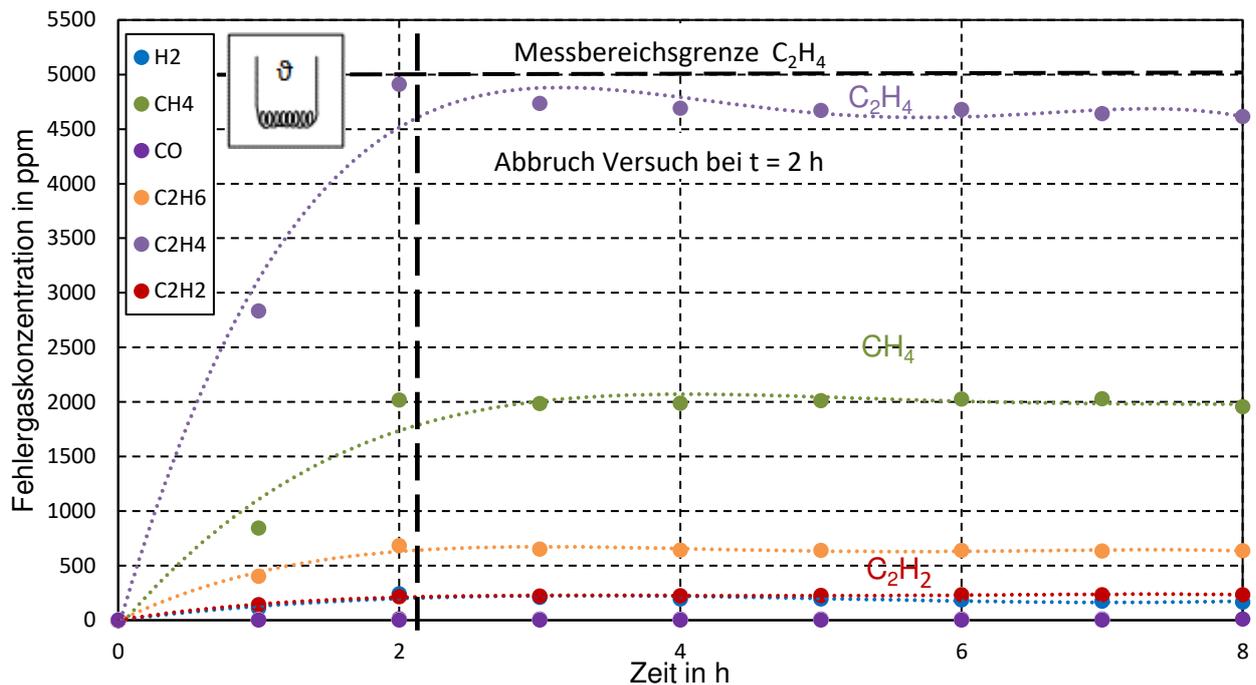


Bild 55: Temperaturversuch im 5-Liter-Gefäß bei einem thermischen Defekt mit $\vartheta > 700 \text{ °C}$ im hermetisch geschlossenen Zustand

5.6.5 Thermischer Defekt mit $\vartheta = 280 \text{ °C}$ im frei-atmenden und hermetisch geschlossen 5-Liter-Prüfling

Für den Vergleichsversuch zwischen frei-atmendem und hermetisch geschlossenem Prüfling (5-Liter-Prüfgefäß), wurde eine Temperatur des Heizdrahts von $\vartheta = 280 \text{ °C}$ eingestellt. Über ein Ventil konnte das Prüfgefäß zwischen dem Zustand frei-atmend (Ventil offen, über Trocknungsvorlage mit der Umgebungsluft verbunden) und hermetisch geschlossen (Ventil geschlossen) variiert werden.

Bild 56 zeigt das Ergebnis der Auswertung nach Duval. Zu Beginn des Versuchs wurde ein undefinierter Fehler DT angezeigt, der sich im Laufe des Versuchs zu einen thermischen Fehler T2 (Temperaturfehler $300 \text{ °C} < \vartheta < 700 \text{ °C}$) weiterentwickelte. Der Grund ist die zu Beginn des Versuchs überhöhte Temperatur aufgrund der groben Regelung am Stelltransformator. Dadurch wurden zusätzlich Acetylen, Ethan und eine größere Menge von Ethylen zu Beginn des Versuchs gebildet. Der Versuchsaufbau wird in Bild 56 gezeigt.

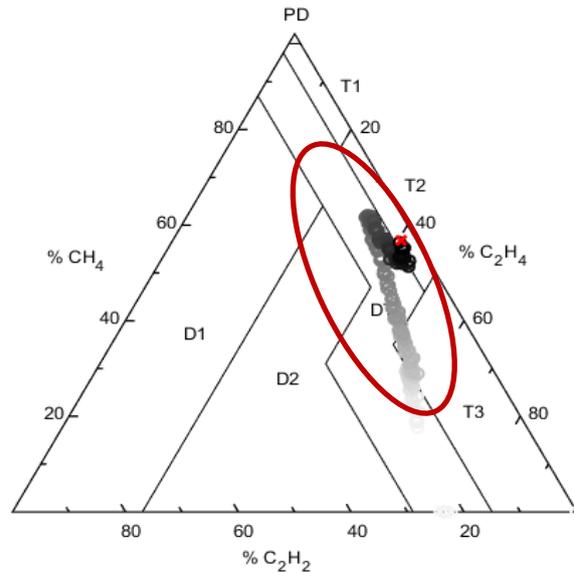


Bild 56: Temperaturversuch mit einem thermischen Defekt bei $\vartheta = 280 \text{ °C}$ (links) und Auswertung nach Duval (rechts)

Bild 57 zeigt den Verlauf der gemessenen Gaskonzentrationen über der Zeit. In den ersten 50 h (Δt_1) wurde das Öl über eine Trocknungsvorrichtung mit der Umgebungsluft verbunden. Da Acetylen und Ethylen nur zu Beginn gebildet wurden (kurzzeitige Temperaturüberhöhung am Heizdraht), kommt es in weiterer Folge zu einer Abnahme der Gaskonzentrationen. Die gebildeten gelösten Gase entweichen in die Umgebungsluft und werden nicht nachproduziert. Für das Gas Methan wurde wie bei dem Versuch mit Teilentladungsbeanspruchung (Bild 47) ein Gleichgewichtszustand erreicht. Das heißt, es wird gleich viel CH_4 gebildet wie auch in die Umgebungsluft entweicht.

Wird nun das Prüfgefäß hermetisch geschlossen (t_2), kommt es dadurch zu einem weiteren Anstieg von Methan, da ein Entweichen der Gase in die Umgebungsluft verhindert wird. Acetylen und Ethylen bleiben relativ konstant, weil sie weder an der Fehlerquelle gebildet werden, noch in die Umgebungsluft entweichen können. Im hermetisch geschlossenen Zustand konnte auch die Anwesenheit von Wasserstoff nachgewiesen werden, welches in frei-atmenden Zustand entweicht bevor es nachgewiesen werden kann.

Wird nun das Prüfgefäß wieder geöffnet (t_3), kommt es zu einem weiteren Absinken der Acetylen- und Ethylen-Konzentrationen. Ebenfalls kommt es zu einer Verringerung der Methankonzentration, welche sich zum Ende hin wieder zu einem Gleichgewichtszustand nähert. Wasserstoff verschwindet wieder unter die Nachweisgrenze bei $t = 200 \text{ h}$ nach dem Wiederöffnen unter die Nachweisgrenze. Im Vergleich zu Acetylen, Ethylen und Ethan die eine gute Löslichkeit im Mineralöl vorweisen tendiert Wasserstoff eher dazu, als freies Gas aufzusteigen und zu entweichen.

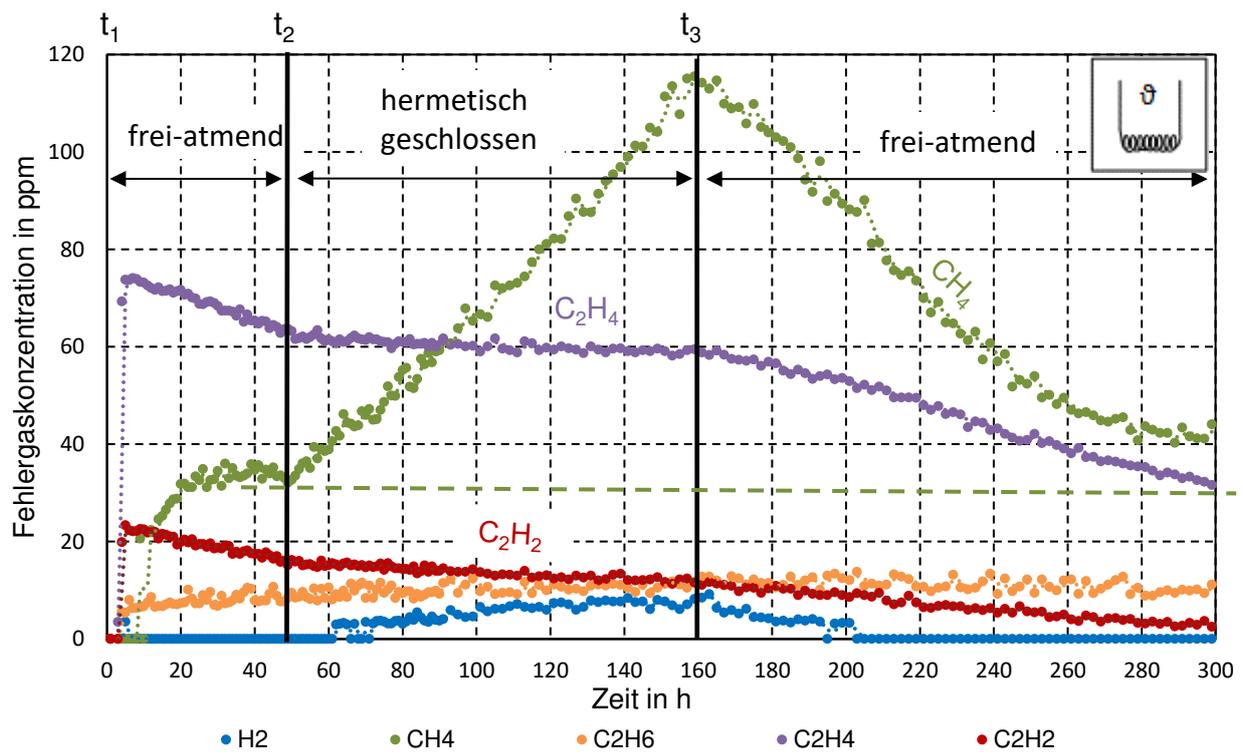


Bild 57: Temperaturversuch im 5-Liter-Gefäß frei-atmend vs. hermetisch geschlossen, $\vartheta = 280\text{ }^{\circ}\text{C}$

6 Auswirkungen auf die Praxis

In der vorliegenden Masterarbeit wurden relevante Einflussgrößen auf die Gas-in-Öl-Analyse orientierend untersucht und bewertet. Für eine vollständige Interpretation der Gas-in-Öl-Analyse in der Praxis ist es unabdingbar diese zu kennen und zu berücksichtigen.

Unterschiedliche Ölvolumina führen zu unterschiedlichen nachweisbaren Gaskonzentrationen (in ppm). Bei den Versuchen mit Blitzstoßspannung im 16-Liter-Gefäß wurde eine verringerte Gaskonzentration gegenüber den Versuchen mit Blitzstoßspannung im 170-Liter-Gefäß, bei gleichbleibendem Energieeintrag gemessen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die gebildete Menge an Zersetzungsprodukten (in μl) gleichbleibt, aber sich diese auf ein größeres Ölvolumen verteilt.

Die Entfernung zwischen Fehlerstelle und Probenentnahmestelle hat einen Einfluss auf die maximal gemessene Gaskonzentration. Hierzu wurden Versuche bei gleichem Energieeintrag im 16-Liter-Prüfgefäß durchgeführt. Es wurde bereits in diesem kleinen Ölvolumen eine Positionsabhängigkeit, aufgrund der zeitabhängigen Verteilung der gelösten Gase festgestellt. Je näher sich die Entnahmestelle an der Fehlerstelle im Prüfling befindet, desto größer ist die maximal gemessene Gaskonzentration.

Die Öltemperatur hat, aufgrund der Überlagerung der thermischen Konvektion, der Ölströmung des DGA-Monitoringsystems und der Diffusionsströmung, einen Einfluss auf die Totzeit (Detektionsverzögerung). Hierfür wurden Blitzstoßspannungsversuche im 170-Liter-Prüfgefäß bei unterschiedlichen Öltemperaturen ($\vartheta = 23\text{ °C}$, $\vartheta = 40\text{ °C}$ und $\vartheta = 60\text{ °C}$) durchgeführt. Aufgrund der zusätzlichen thermischen Konvektion, bei einer Öltemperatur von $\vartheta = 40\text{ °C}$ und $\vartheta = 60\text{ °C}$, wurde die Totzeit gegenüber dem Versuch mit $\vartheta = 23\text{ °C}$ (nur Diffusionsströmung und Ölströmung des DGA-Monitoringsystems) deutlich verringert.

Bezogen auf die Fehlergaskonzentration und deren Gasanstiegsrate ist ein Unterschied zwischen hermetisch geschlossenen und frei-atmenden Systemen zu erkennen. Hierzu wurden Hotspots und Teilentladungsversuche jeweils im frei-atmenden und hermetisch geschlossenen Zustand durchgeführt und untersucht. In beiden Fällen kam es im frei-atmenden Zustand zur Verfälschung von Gaskonzentrationen (z. B. Wasserstoff) und Fehlinterpretation der Gasanstiegsrate. Während sich im frei-atmenden Zustand nach einer gewissen Zeit ein Gleichgewicht zwischen gebildeten Gasen und über die Öl-Luft-Grenzschicht entweichenden Gase einstellt, kommt es im hermetisch geschlossenem Zustand zu einem kontinuierlichen Anstieg der Gaskonzentrationen im Öl. Diese steigt so lange an bis eine Sättigung erreicht wird.

Für eine ganzheitliche Interpretation der Gas-in-Öl-Analyse müssen die Randbedingungen (Entgasungsverhalten, Totzeit, Öltemperatur etc.) bekannt sein, um eine zuverlässige Aussage über den aktuellen Zustand treffen zu können. Da diverse Umwelteinflüsse (Umgebungstemperatur) und Betriebsparameter (frei-atmend, hermetisch geschlossen, Öltemperatur etc.) zu Verschleierungs-Effekten führen können, wird eine korrekte Fehlerdetektion und Interpretation drastisch erschwert.

7 Zusammenfassung

Im Bereich des Asset-Managements ist es von entscheidender Bedeutung den aktuellen Zustand und die verbleibende Restlebensdauer kostenintensiver Betriebsmittel zu kennen, um die monetären und personelle Ressourcen für die Instandhaltung bestmöglich einsetzen zu können. Die Strategien und Methoden zur Zustandsüberwachung und Bewertung sind dabei den jeweiligen Betriebsmitteln anzupassen. Für Leistungstransformatoren eignet sich in diesem Zusammenhang insbesondere die Gas-in-Öl-Analyse für eine engmaschige Zustandsüberwachung und Diagnostik, ohne dabei den Betrieb des Transformators zu beeinflussen.

Durch diverse Umwelteinflüsse und Betriebsparameter kann es allerdings zu Verschleierungs-Effekten kommen, die eine korrekte Fehlerdetektion und Interpretation drastisch erschweren. Ziel der vorliegenden Masterarbeit war es, derartige Einflussparameter mithilfe experimenteller Untersuchungen zu identifizieren und deren Auswirkungen zu quantifizieren.

Um die Auswirkungen der diversen Einflussparameter unter kontrollierten Bedingungen untersuchen zu können, wurde zunächst eine Prüfumgebung zur Nachbildung unterschiedlicher thermischer und elektrischer Defekte geschaffen. Die entworfene Prüfumgebung ermöglichte zusätzlich eine reproduzierbare Variation der Einflussgrößen, wie Energieeintrag, Entgasungsverhalten, Ölvolumen und Öltemperatur. Die Fehlergasanalyse erfolgte dabei mithilfe des DGA-Monitoringsystems, welches die kontinuierliche Überwachung von acht Schlüsselgasen sowie Stickstoff ermöglicht.

Um die Auswirkungen unterschiedlicher Ölvolumina zu untersuchen, wurden Durchschlagsversuche (Spitze-Platte-Anordnung) mit unterschiedlichen Energieeinträgen bei Wechselspannung in dem 5-Liter- und 16-Liter-Prüfgefäß durchgeführt. Im 5-Liter-Prüfgefäß wurden zusätzlich noch ergänzende Durchschlagsuntersuchungen bei unterschiedlichen Öltemperaturen ($\vartheta = 23\text{ °C}$, $\vartheta = 60\text{ °C}$ und $\vartheta = 90\text{ °C}$) vorgenommen. Aufgrund der starken Streuung des Energieeintrags bei Durchschlägen infolge der verwendeten Wechselspannung konnten keine direkten Korrelationen hinsichtlich der Ölvolumen- und Temperaturabhängigkeit geschaffen werden. Dennoch konnte die Abhängigkeit der gebildeten Gaskonzentrationen bei Erhöhung des Energieeintrags gezeigt werden.

Um die Streuung der Durchschlagsenergie zu reduzieren, wurde die nächste Reihe von Durchschlagexperimenten mit Blitzstoßspannungen durchgeführt. Die durchschnittlich im Lichtbogenkanal umgesetzten Energie wurde dabei auf den Bereich $W_{LI} = 0,14\text{ Ws} - 0,68\text{ Ws}$ abgeschätzt. Der geänderte Prüfaufbau wurde zunächst genutzt, um den Einfluss der Position der Entnahmestelle auf die gemessene Gaskonzentration zu untersuchen. Hierzu wurden Versuche bei gleichem Energieeintrag (30 Durchschläge) im 16-Liter-Prüfgefäß durchgeführt. Trotz des vergleichsweise geringen Ölvolumens zeigte sich hierbei bereits eine deutliche Abhängigkeit der Gaskonzentration von der Position der Entnahmestelle.

Im 170-Liter-Prüfgefäß wurden die Blitzstoßspannungsversuche (120 Durchschläge bei Nadel-Platte-Anordnung) bei unterschiedlichen Öltemperaturen ($\vartheta = 23\text{ °C}$, $\vartheta = 40\text{ °C}$ und $\vartheta = 60\text{ °C}$) durchgeführt. Bei einer Öltemperatur von $\vartheta = 23\text{ °C}$ wurde dabei eine signifikante Totzeit (Detektionsverzögerung) festgestellt, welche auf eine langsame Ausbreitung der gelösten Gase im Prüfgefäß (Diffusionsstrom) zurückzuführen ist. Bei höheren Öltemperaturen ($\vartheta = 40\text{ °C}$ und $\vartheta = 60\text{ °C}$) konnte eine deutliche Reduktion der Totzeit infolge der zusätzlichen thermischen Konvektion, welche die Ausbreitung der Gase entscheidend unterstützt, beobachtet werden. Bezogen auf die gemessenen Gaskonzentrationen wurde eine Verringerung gegenüber den Blitzstoßspannungsversuchen im 16-Liter-Prüfgefäß trotz höheren Energieeintrag, festgestellt. Dies liegt daran, dass die gelösten Gaskonzentrationen aufgrund der Gleichverteilung im Gefäß, bei steigendem Ölvolume und gleichem Energieeintrag, mit zunehmender Entfernung zwischen Fehlerstelle und Entnahmestelle abnehmen.

Des Weiteren wurden im 170-Liter-Prüfgefäß Versuche zur Fehlergasbildung bei Teilentladungen durchgeführt. Hierzu wurde in das hermetisch geschlossene Prüfgefäß ein definiertes Fehlermodell, bestehend aus einer Platte-Platte-Anordnung mit eingelegtem Transformatorpapier, eingebaut. Die hohen TE-Amplituden führten zur Bildung der Schlüsselgase Acetylen und Ethylen. Die gelösten Gase breiteten sich aufgrund des Diffusionsstroms, der Ölströmung des DGA-Monitoringsystems und der thermischen Konvektion (Öltemperatur $\vartheta = 40\text{ °C}$) im Ölvolume aus. Aufgrund der großen räumlichen Distanz zwischen Fehler- und Entnahmestelle wurden die Fehlergase allerdings erst nach einer Totzeit von 4 h registriert. Wasserstoff wurde erst nach 26 h detektiert. Dies ist auf die schlechtere Löslichkeit von Wasserstoff im Vergleich zu Acetylen und Ethylen zurückzuführen. Nach einer Versuchsdauer von 223 h kam es schließlich zu einem Durchschlag durch das Transformatorpapier des Fehlermodells und damit auch zur Abschaltung der Prüfspannung. Die infolge des Durchschlags gebildeten Fehlergase wurden nach einer Zeitverzögerung von 26 h detektiert. Dieselbe Totzeit wurde im Falle von Wasserstoff auch während der vorangegangenen Teilentladungsversuche beobachtet.

Für die Untersuchung der Unterschiede zwischen frei-atmenden und hermetisch geschlossenen Ölsystemen, wurden im 5-Liter-Gefäß TE-Versuche mit einer Platte-Platte-Anordnung durchgeführt. Während der ersten 35 h bestanden hinsichtlich der nachgewiesenen Ölkonzentrationen keine signifikanten Unterschiede zwischen den beiden Systemen. Nach dieser Zeitdauer begannen sich die Entwicklungsraten der Gaskonzentrationen innerhalb der beiden Systeme deutlich voneinander zu unterscheiden. Diese Beobachtung ist aller Wahrscheinlichkeit nach auf die Ausbreitung der gelösten Fehlergase in Richtung der Öl-Luft-Grenzschicht innerhalb der beschriebenen Zeitdauer zurückzuführen. Im Fall des frei-atmenden Systems können die gelösten Gase über die Grenzschicht in die Umgebungsluft diffundieren, wodurch sich ein Gleichgewichtszustand zwischen den generierten Fehlergasen und den entweichenden Fehlergasen einstellt und die Gaskonzentrationen nicht mehr signifikant ansteigen. Im hermetisch geschlossenen Zustand kann dieser Gleichgewichtszustand nicht erreicht werden, wodurch die Gaskonzentrationen im Prüfgefäß weiterhin ansteigen. Dieser Versuch zeigt somit die Verfälschung der Gasanstiegsrate und Gaskonzentrationen bei frei-atmenden Ölsystemen.

Ergänzend zu den oben diskutierten TE-Versuchen wurden im 5-Liter-Prüfgefäß Temperaturversuche (Hotspot) mit Hilfe eines Heizdrahts (Wolframdraht) durchgeführt. Dabei wurden Heizdrahttemperaturen von $\vartheta = 280\text{ °C}$, $\vartheta = 300\text{ °C}$, $\vartheta = 380\text{ °C}$ und $\vartheta > 700\text{ °C}$ eingestellt, um die unterschiedlichen thermischen Fehlerklassen zu erreichen. Im Zuge dieser Versuche konnte eine erhebliche Erhöhung der Gasbildungsrate bei Steigerung der Hotspot-Temperatur nachgewiesen werden. Der Temperaturversuch $\vartheta > 700\text{ °C}$ musste bereits nach einer Zeit $t = 2\text{ h}$ abgebrochen werden, da der Messbereich des DGA-Monitoringsystems infolge der hohen Gaskonzentrationen überschritten worden wäre. Auch die Totzeit verkürzte sich infolge der Temperaturerhöhung.

Für einen weiteren Vergleich zwischen frei-atmenden und hermetisch geschlossenen Ölsystemen, wurde eine Temperatur von $\vartheta = 280\text{ °C}$ gewählt. Im Verlauf des Versuchs wurde das Prüfgefäß mehrfach von frei-atmend auf hermetisch geschlossen umgeschaltet. Im frei-atmenden Zustand konnte zunächst ein Anstieg der Methan-Konzentration bis zum Erreichen des Gleichgewichtszustands beobachtet werden. Nachdem das Prüfgefäß hermetisch geschlossen wurde, kam es jedoch zu einem weiteren Anstieg. Sobald wieder der frei-atmende Zustand eingestellt wurde, pendelte sich die Methan-Konzentration wieder auf den ursprünglichen Gleichgewichtszustand ein. Wasserstoff konnte nur im hermetisch geschlossenen Zustand nachgewiesen werden, da dieses Gas eine geringere Löslichkeit aufweist.

Zusammenfassend wurden folgende Erkenntnisse erzielt:

- Das Ölvolument beeinflusst die Totzeiten (Detektionsverzögerungen) infolge der Zeitdauer der inneren Gasausbreitung (Diffusion).
- Unterschiedliche Volumina resultieren bei gleichem Energieeintrag in unterschiedlichen Gaskonzentrationen, da die Menge an erzeugten Zersetzungsprodukten unverändert bleibt.
- Die Öltemperatur hat einen Einfluss auf die Totzeit durch die Überlagerung von thermischer Konvektion und Diffusion.
- Bezogen auf die Fehlergaskonzentration und deren Gasanstiegsrate ist ein Unterschied zwischen hermetisch geschlossenen Systemen und frei-atmenden zu erkennen.
- Für eine ganzheitliche Interpretation der Gas-in-Öl-Analyse müssen die Randbedingungen (Entgasungsverhalten, Totzeit etc.) bekannt sein.
- Es gibt weiteren Forschungsbedarf bezüglich Gasbildungsraten und Entgasung an der Phasengrenzfläche und der beeinflussenden Randbedingungen (Temperatur, Oberfläche etc.).

8 Literaturverzeichnis

- [1] Schichler, Riedmann, Pirker: *Monitoring elektrischer Betriebsmittel im Überspannungsnetz*. Symposium Energieinnovation, Graz, 2018
- [2] Küchler: *Hochspannungstechnik*. Springer-Verlag, 4. Auflage, 2017
- [3] Baier: *Dreiphasen-Leistungstransformatoren*. VDE-Verlag, 2009
- [4] <http://howelectrical.blogspot.com/2017/01/questions-about-transformer-comment.html>, letzter Zugriff am 23.01.2019
- [5] CIGRE Working Group A2.37: *Transformer Reliability Survey Interim Report*. Electra No. 261, 2012
- [6] Tenbohlen, Heindl, Jovalekic, Müller, Siegel: *Trends in der Diagnostik von Hochspannungs-Betriebsmitteln*. ETG-Fachtagung Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel, Fulda, 2012
- [7] Müller: *Fehlertgasverluste frei-atmender Leistungstransformatoren*. Dissertation, Universität Stuttgart, 2017
- [8] IEC 60599: *Mineral Oil-filled Electrical Equipment in Service-Guidance on the Interpretation of Dissolved and free Gases Analysis*. 2016
- [9] Behr, Ager, Jörissen: *Einführung in die Technische Chemie*. Spektrum Akademischer Verlag Heidelberg, 2010
- [10] CIGRE JTF D1.02/A2.11: *Recent Developments in DGA Interpretation*. CIGRE Technical Brochure 296, 2006
- [11] Balzer, Schorn: *Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser*. Auflage 2, Springer Vieweg, 2014
- [12] Sumereder: *Analyse und Bewertung von Betriebsmitteln in der Hochspannungstechnik*. Habilitation, Technische Universität Graz, 2010
- [13] IEC 60567: *Oil-filled Electrical Equipment-Sampling of Gases and Analysis of free and Dissolved Gases-Guidance*. 2011
- [14] Bakar, Siada, Islam: *A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques*. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol.30, 2014
- [15] Leivo: *Online DGA-Monitoring of Power Transformers*. Vaisala-DGA-Webinar, 2018
- [16] Müller: *Gasanalyse – Vorsorgeuntersuchung für Transformatoren*. Elektrizitätswirtschaft, Vol.79, 1980
- [17] Wattakapaiboon, Pattanadech: *The State of The Art for Dissolved Gas Analysis Based on Interpretation Techniques*. International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Xi'an, China, 2016
- [18] Hamrick: *Dissolved Gas Analysis for Transformers*. Niche Market Testing, Neta World, 2010
- [19] IEEE Power & Energy Society: *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*. IEEE C57.104-2008, 2009
- [20] Akbari, Setayeshmehr, Boris, Gockenbach: *A Software Implementation of the Duval Triangle Method*. Electrical Insulation Conference (EIC), Canada, 2008

- [21] Duval, Lamarre: *The New Duval Pentagons Available for DGA Diagnosis in Transformers Filled with Mineral and Ester Oils*. Electrical Insulation Conference (EIC), Baltimore, 2017
- [22] Ding, Heywood, Lapworth, Josebury, Roxborough, McCulloch: *Practical Experience of Dissolved Gas in Transformer Oil for the Detection of Incipient Faults*. 19th IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), Manchester, 2017
- [23] Lindgren: *Transformer Condition Assessment Experiences Using Automated On-Line Dissolved Gas Analysis*. CIGRE Session, Paris, Report A2-202, 2004
- [24] Serveron/Qualitron: *On-Line Transformer Monitoring – Installationsanleitung Modellreihe TMX. Neumann Drive*, 2015
- [25] Serveron/Qualitrol: *Serveron TMx Training – Maintenance & Service*. Schulungsunterlagen, 2016
- [26] Dumke: *Untersuchungen an einer Esterflüssigkeit als Isolierstoff für Transformatoren*. Dissertation, Universität Hannover, 1998
- [27] Jovalekic, Vukovic, Tenbohlen: *Dissolved Gas Analysis of Natural Ester Fluids Under Electrical and Thermal Stress*. 16th International Symposium on High Voltage Engineering, South Africa, 2009
- [28] Dumke, Borsi, Gockenbach: *Experimental Investigations on the Behavior of Decomposition Gases in Insulating Liquids Caused by Partial Discharge and Breakdown*. International Conference on Conduction and Breakdown in Dielectric Liquids, Roma, 1996
- [29] Dumke, Borsi, Gockenbach: *Influence of Stressing on Gaseous Decomposition Products in Insulating Liquids*. IEEE International Symposium on Electrical Insulation, USA, 1998
- [30] Wiegleb: *Gasmesstechnik in Theorie und Praxis: Messgeräte, Sensoren, Anwendungen*. Springer Vieweg, 1. Auflage, 2016
- [31] Mostinsky: *A-to-Z Guide to Thermodynamics: Heat and Mass Transfer and Fluids Engineering*. Begellhouse, 2006
- [32] Wilke, Chang: *Correlation of Diffusion Coefficients in Dilute Solutions*. American Institute of Chemical Engineering Journal, Jg. 1, Nr. 2, 1955
- [33] Bierwerth: *Tabellenbuch Chemietechnik: Daten, Formeln, Normen, vergleichende Betrachtungen aus den Bereichen: allgemeine und technische Mathematik, Physik, Chemie, Verfahrenstechnik, Werkstoffkunde, Prozesstechnik/MSR-Technik, Arbeitssicherheit*. Verlag Europa-Lehrmittel Nourney Vollmer, 1. Auflage, 1997
- [34] Imani, Werle, Kurz, Schuebel: *Online Oil Monitoring on Power Transformers – Investigation on Technical and Economical Requirements*. 20th International Symposium on High Voltage Engineering, Buenos Aires, 2017

Anhang

Anhang A1: Broschüre des Serveron TM8

Anhang A2: Ergebnisse der Durchschlagversuche im 5-Liter-Prüfgefäß bei einer Öltemperatur von $\vartheta = 60\text{ °C}$ und $\vartheta = 90\text{ °C}$.

Anhang A3: Vorversuch TE-Beanspruchung im 170-Liter-Gefäß bei $\vartheta = 40\text{ °}$ und $\bar{\varrho} = 3\text{ nC}$

SERVERON® TM8™

On-line DGA Monitor



Protect Transformer Assets

- Avoid transformer failures
- Enable condition based maintenance
- Extend transformer life
- Defer capital expenditures
- The most comprehensive DGA assessment available

Product Summary

Description: Our industry leading on-line DGA monitors and TM VIEW™ software are monitoring generation, transmission and distribution power transformers worldwide. DGA (dissolved gas analysis) of transformer oil is the single best indicator of a transformer's overall condition. The Model TM8 offers the most comprehensive DGA assessment available. This assessment is provided through accurate and repeatable on-line measurements of the 8 critical fault gases plus nitrogen, moisture and other key parameters.

Application: Throughout your system are transformers that are vital to the reliability of your grid – GSU's, large transmission transformers, and critical substation transformers. Serveron DGA transformer monitors provide the important and timely information needed to maintain the reliability and safety of transformer fleets.



SERVERON®
A QUALITROL Company

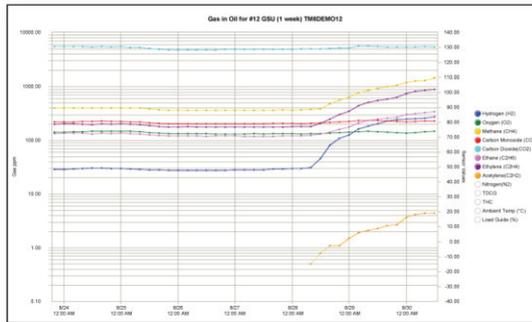
SERVERON® TM8™ on-line DGA monitor

Comprehensive Data Requires Powerful Tools

- Serveron TM View™ software and services offer simple yet powerful analytical tools for transformer monitor management, data visualization and analysis including our exclusive TOAN diagnostic tool.
- Seamlessly move from single user software to enterprise capability for large deployments of monitors in your fleet with our SmartSUB solution.
- SmartSUB includes the DGA analysis features of TM View and adds the ability of combining data from additional transformer condition based monitoring devices (tank pressure, cooling bank current, winding current & temperature, bushing monitor, partial discharge and others).

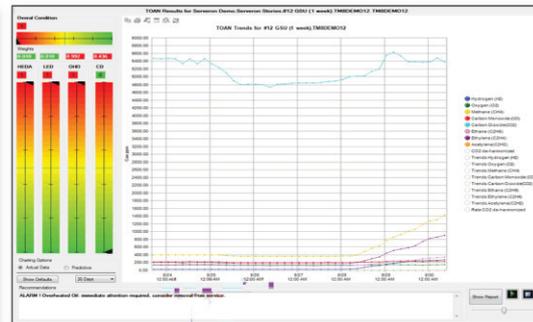
Gas-in-Oil Trend Chart

- On-line correlation of 8 fault gases for the most comprehensive DGA condition assessment available.



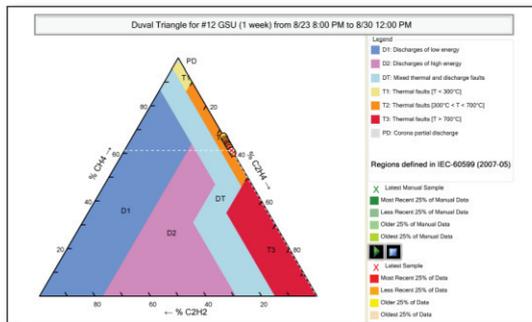
Transformer Oil Analysis and Notification (TOAN)

- Neural network based DGA diagnostic technology that provides the most accurate DGA diagnostic results over all other diagnostic tools.



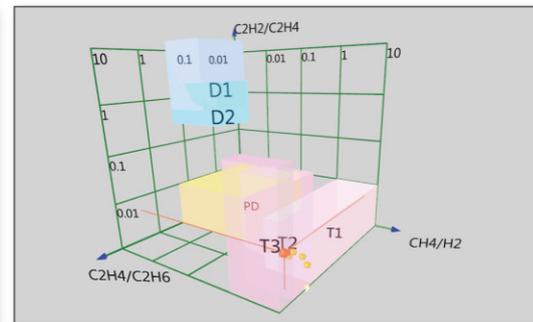
Duval Triangles

- Multiple Duval Triangles provide diagnostic outcomes for various combinations of the fault gases (IEC 60599-2007-05).



Rogers and Basic Gas Ratios

- Offer three dimensional views of diagnostic outcomes for various combinations of the fault gases (IEEE C57.104-2008 & IEC 60599-2007-05).



SERVERON® TM8™ on-line DGA monitor

Accuracy and Reliability

- The Model TM8 measures all fault gases using a single Gas Chromatography (GC) measurement system. Gas Chromatography is the accepted measurement science for DGA and is the only DGA measurement technology specified in IEEE, ASTM, CIGRE and IEC standards.
 - Serveron has delivered more GC based DGA monitors with industry leading accuracy than any other vendor.
 - On-board automated calibration verification ensures performance to specification throughout the entire operating life of the monitor.
 - Performs accurate DGA analysis on mineral and ester-based insulating fluids.
-

Low Total Cost of Ownership (TCO)

- Field-proven reliability combined with low lifetime maintenance requirements offers superior value.
 - Economical maintenance costs compared to other multi-gas monitors.
 - All scheduled maintenance can be performed on-site for minimal disruption to monitor up-time.
-

Avoid transformer failures

- Continuous trending of key fault gases gives early and immediate notification of incipient faults that can lead to transformer failure.
 - Many transformer failures can be prevented through the correlation of DGA data to real events.
 - All 8 fault gases plus nitrogen, oil temperature, ambient temperature, transformer load and moisture-in-oil are correlated by the Model TM8.
-

Enable condition based maintenance

- Only comprehensive on-line monitoring can provide the information that enables continuous transformer condition assessment.
 - Data from the Model TM8 supports all IEEE and IEC diagnostic tools for rapid warning and diagnosis of developing faults.
-

Extend transformer life and defer capital expenditures

- Comprehensive analysis of key fault gases, moisture and other key parameters enables intelligent management of transformers, extending their useful life and deferring capital expenditures.
-

TECHNICAL SPECIFICATIONS

DGA Method: Laboratory Grade Gas Chromatography		Accuracy ¹	Repeatability ²	Range ³
	Hydrogen (H ₂)	±5% or ±3 ppm	<2%	3-3,000 ppm
	Oxygen (O ₂)	±5% or +30/-0 ppm	<1%	30-25,000 ppm
	Methane (CH ₄)	±5% or ±5 ppm	<1%	5-7,000 ppm
	Carbon Monoxide (CO)	±5% or ±5 ppm	<2%	5-10,000 ppm
	Carbon Dioxide (CO ₂)	±5% or ±5 ppm	<1%	5-30,000 ppm
	Ethylene (C ₂ H ₄)	±5% or ±3 ppm	<1%	3-5,000 ppm
	Ethane (C ₂ H ₆)	±5% or ±5 ppm	<1%	5-5,000 ppm
	Acetylene (C ₂ H ₂)	±5% or ±1 ppm	<2%	1-3,000 ppm
	Nitrogen (N ₂)	±10% or ±5,000 ppm	<20%	5,000-100,000 ppm
All specifications are independent of oil temperature and gas pressure levels. 1) Percent or PPM - whichever is greater 2) At the calibration level 3) Gas-in-Oil				
Additional Monitoring Options		Accuracy ⁴	Range	
	Moisture-in-Oil		±2%	0-100% RS
				0 to 80 ⁵ ppm
				0 to 80 ⁵ ppm
	Oil Temperature		0.1°C (typically)	-40°C to +180°C
4) Includes non-linearity and repeatability 5) Upper range limited to saturation				
Total Dissolved Gases		True Total Combustible Gas	True Total Dissolved Combustible Gas (TDCG) output is available reporting 100% of detected level in PPM for H ₂ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , CO, CH ₄ , C ₂ H ₆	
	Total Hydrocarbons	Total Hydrocarbons (THC) output is available reporting 100% of detected level in PPM for CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆		
Gas Analysis Parameters		Oil Sampling Rate	Oil sampling is continuous and gas analysis intervals are user-selectable from 2 hours to 12 hours (Default: 4 hours). Automatic schedule acceleration when rate of change alarm limit is exceeded (Default: 1 hr)	
	Data Management	All data is date and time stamped and up to two years of data is stored in memory		
	Automated Calibration Verification	System performs periodic automated calibration verification to National Institute of Standards and Technology (NIST) traceable gas standard		
Alarms		Two individually programmable relays	50 VDC or 240 VAC @ 3 A max. (125 VDC @ 1 A max.); relay contacts operate as normally open or normally closed	
	Supported Alarms	Gas Caution & Alarm for Level (ppm), Rate-of-Change (ppm/day), Power and/or Service Event		
External Sensor Inputs		Analog Inputs	Three (3) analog 4 to 20 mA inputs, ambient temperature sensor included. Optional sensors include transformer load guide and moisture-in-oil with temperature probe (uses 2 inputs)	



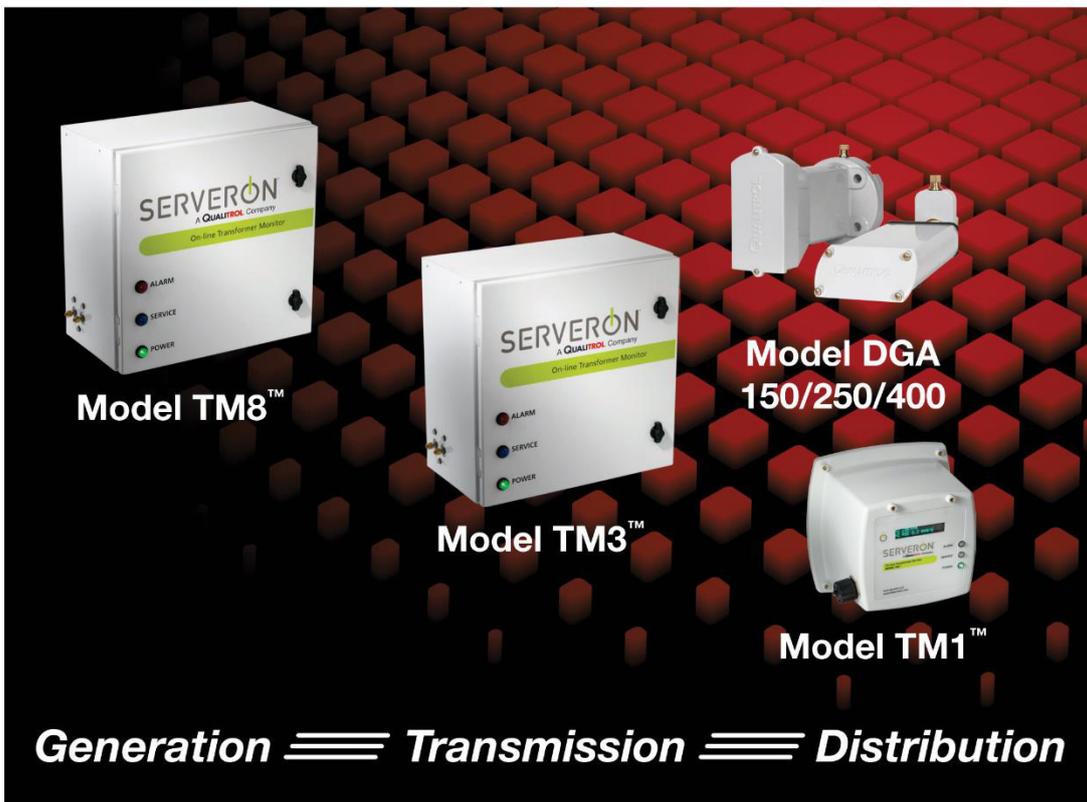
TECHNICAL SPECIFICATIONS

Communications	Standard Interfaces	RS-232, RS-485, Ethernet Fiber (100Base-FX)	
	Optional Interfaces	Cellular modem, Ethernet Copper (10/100Base-TX), Wireless Radio, V.92 Internal POTS modem	
	Supported Protocols	TCP/IP, DNP3, Modbus RTU, ASCII, OPC and IEC 61850	
Environmental Specifications	Operating Temperature	-50°C to +55°C	
	Cold Start Temperature	-20°C	
	Operating Humidity	5% to 95% RH, non-condensing	
	Oil Inlet Pressure	0 to 45 psi (0 to 3 bar)	
	Storage Temperature	-40°C to +75°C	
	Storage Humidity	5% to 95% RH, non-condensing	
Physical Specifications	Product Dimensions	HxWxD: 22.0 in x 20 in x 11.2 in (55.9 cm x 50.8 cm x 28.4 cm)	
	Packaging Dimensions	26.4 in x 26.4 in x 15.9 in (67 cm x 67 cm x 40.3 cm)	
	Product Weight	65 lb (29.5 kg)	
	Shipping Weight	70 lb (31.8 kg) (monitor package only)	
	Enclosure Rating	NEMA 4X, IP66	
Input Power Requirements	Voltage	115 VAC or 230 VAC ±15%	
	Frequency	50/60 Hz	
	Current	6 A maximum @ 115 V; 3 A maximum @ 230 V	
Radiated and Conducted Emissions		Specification	Test Method
	Radiated Emissions	EN 61326-1: 2006	CISPR 11:2009 A1:2010 Class A
	Conducted Emissions	EN 61326-1: 2006	CISPR 11:2009 A1:2010 Class A
	Current Harmonics	EN 61000-3-2:2006	EN 61000-3-2:2006 A1:2009 Class A
Voltage Fluctuations	EN 61000-3-3:2008	EN 61000-3-3:2008 Class A	
Radiated and Conducted Immunity		Specification	Test Method
	ESD	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-2:2009
	Radiated Immunity	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-3:2006 A2:2010
	EFT	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-4:2004 A1:2010
	Surge	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-5:2006
	Conducted RF Immunity	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-6:2009
	Magnetic Field Immunity	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-8:2010
Voltage Dips & Interrupts	EN 61326-1:2006	IEC61000-4-11:2004	
Safety		Specification	
		IEC 61010-1	IEC 61010-2-81
		UL 61010-1 (2nd Edition)	CSA-C22.2 No. 61010-1-04



On-line DGA Analysis Across Your Power Transformer Fleet

Leading utilities around the globe deploy the Serveron line of transformer monitors to provide superior asset protection for their transformer fleets across generation, transmission and distribution. With a low total cost of ownership, reliable field-proven performance and global customer service, Serveron transformer monitors set the standard for on-line DGA monitoring. Our transformer monitors can be deployed stand-alone or as part of the Qualitrol SmartSUB condition based monitoring system for transformers and other critical substation assets.



About Serveron®

Serveron transformer condition assessment and management tools are critical to utilities in improving grid reliability while optimizing the management and economics of their asset base. We are a leader in on-line DGA monitoring of power transformers with solutions across the entire power transformer fleet. Serveron is a QUALITROL Company.

© 2015 Serveron® Corporation. All rights reserved. Information subject to change without notice.

QUALITROL is a registered trademark of Qualitrol Company LLC. SERVERON, LOADGUIDE, and TRUEGAS are registered trademarks and TM1, TM3 and TM8 are trademarks of Serveron® Corporation.

All trademarks are properties of their respective companies, as noted herein. AP-G34-02A-03E

Anhang A2: Ergebnisse der Durchschlagversuche im 5-Liter-Prüfgefäß bei einer Öltemperatur von $\vartheta = 60\text{ °C}$ und $\vartheta = 90\text{ °C}$.

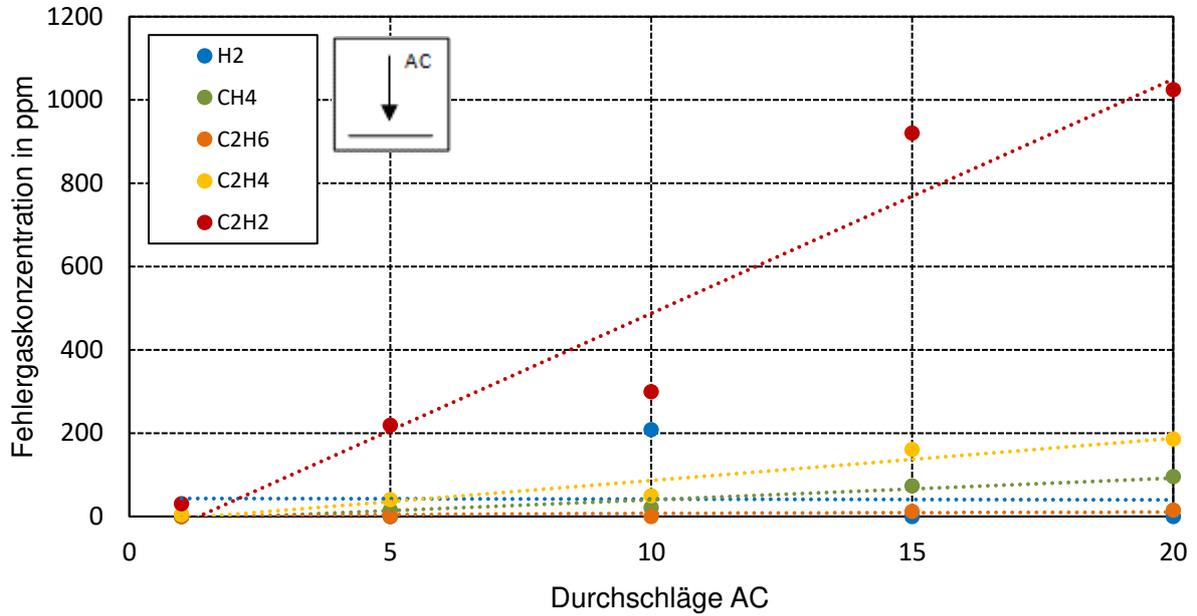


Bild A2.1: Durchschlagversuche bei Wechselfspannung im 5-Liter-Gefäß bei $\vartheta = 60\text{ °C}$

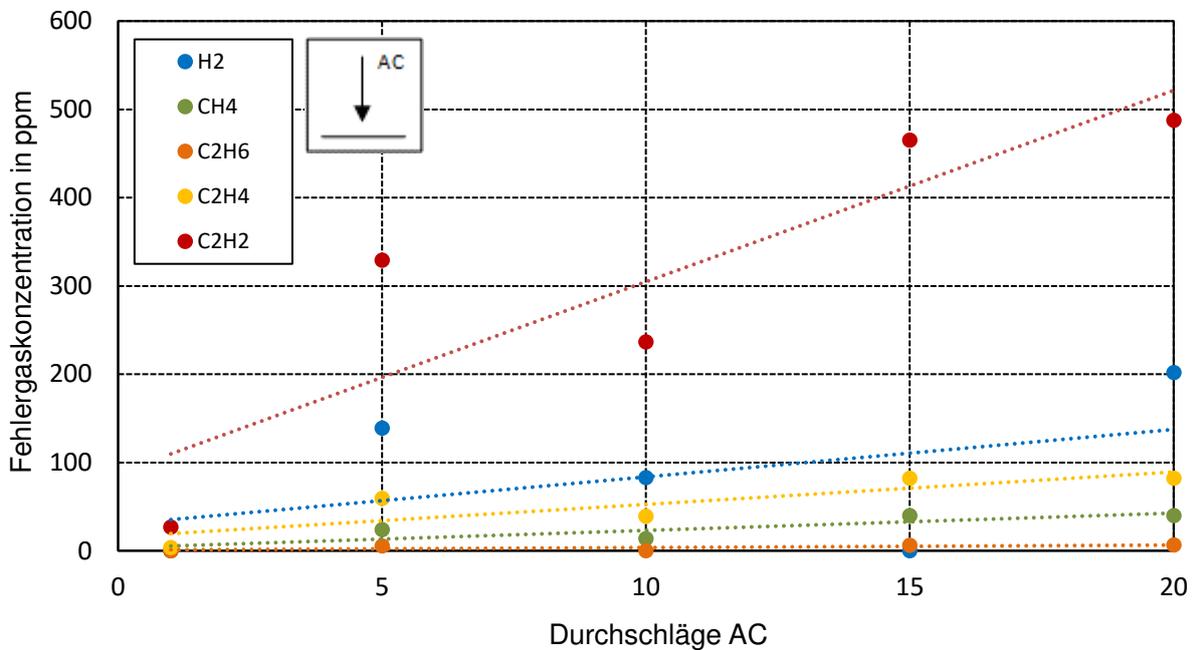


Bild A2.2: Durchschlagversuche bei Wechselfspannung im 5-Liter-Gefäß bei $\vartheta = 90\text{ °C}$

Anhang A3: Vorversuch mit TE-Beanspruchung im 180-Liter-Gefäß bei $\vartheta = 40\text{ °C}$ und $\bar{\varrho} = 3\text{ nC}$

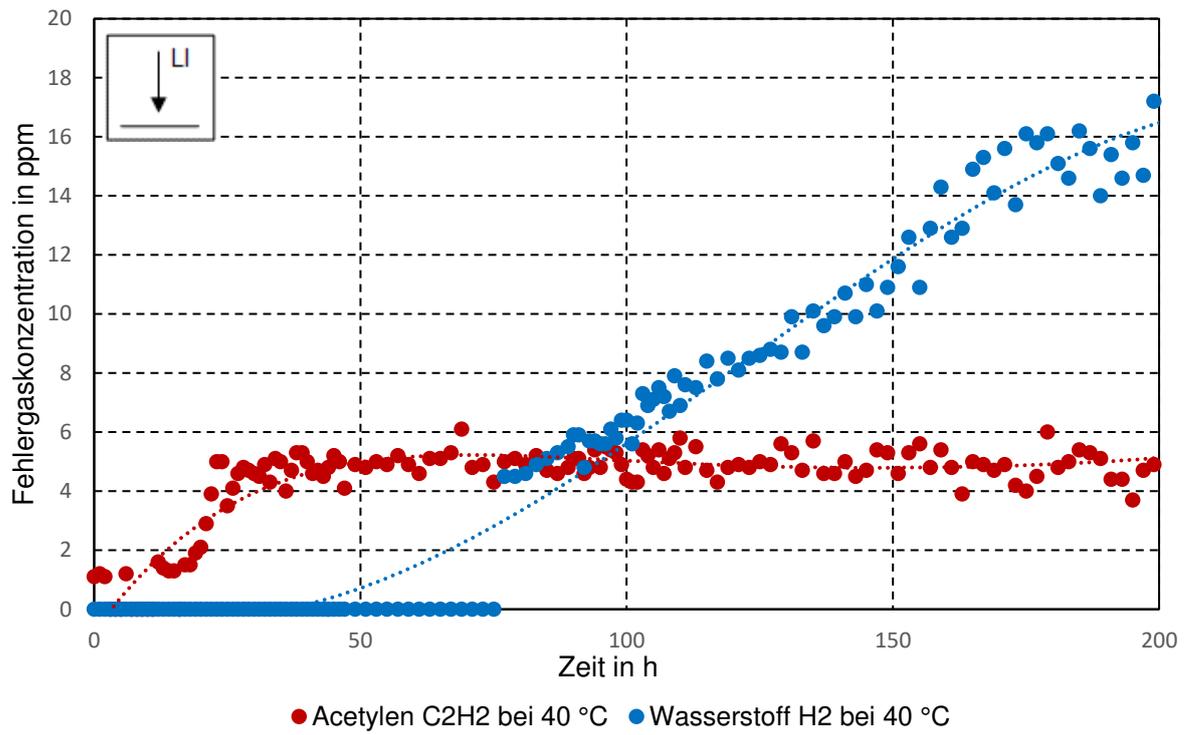


Bild A3.1: Vorversuch mit TE-Beanspruchung im 170-Liter-Gefäß im hermetisch geschlossenen Zustand bei $\vartheta = 40\text{ °C}$ und $\bar{\varrho} = 3\text{ nC}$