



## Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten

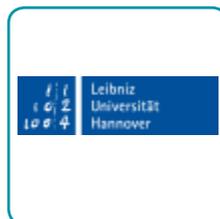
### Mohammed Taghi Imani Leibniz Universität Hannover



Mohammad Taghi Imani studierte Elektrotechnik an der Leibniz Universität Hannover.

Seit Februar 2015 arbeitet er als Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Leibniz Universität Hannover Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management - Schering-Institut.

Er arbeitete im Bereich von Hochspannungsprüfungen, Untersuchung der Isolierflüssigkeiten und Entwicklung von Nanofluid.





## Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

### Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten

Mohammad Taghi Imani, Issouf Fofana, Peter Werle

#### Kurzfassung

Die Gas-in-Öl-Analyse (Dissolved Gas Analysis, DGA) ist eine der wichtigsten Öluntersuchungsmethoden für isolierflüssigkeitsgefüllte Leistungstransformatoren. Etwa zwanzig DGA Interpretationsverfahren wurden bisher entwickelt, wobei diese Techniken heuristischer Natur sind und basierend auf diversen Untersuchungen und Erfahrungen entwickelt wurden, so dass es immer einen geringen Prozentsatz bzgl. einer falschen Diagnose gibt. Es wurde erkannt, dass einige der Verunreinigungen im Öl – bzw. im flüssigen Isoliermedium – zur Gasbildung beitragen, was eine Diagnose erschweren oder zu fehlerhaften Schlüssen führen kann. Hinsichtlich verschiedener Szenarien wurden in diesem Beitrag Ölproben elektrischen und thermischen Beanspruchungen ausgesetzt, um anschließend mittels Gaschromatographie die Menge der gelösten Gase zu ermitteln. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden nachfolgend erörtert und zeigen den Einfluss des Isolierzustands auf das Gasungsverhalten.

#### Einleitung

Leistungstransformatoren gehören zu den wichtigsten und kostenintensivsten Betriebsmittel in der elektrischen Energieübertragungskette. Trotz bedeutender Fortschritte in Design und Produktion der Transformatoren in den letzten Jahrzehnten, können auftretende Fehler oftmals auf Defekte in der Isolierung zurückgeführt werden. Gleichzeitig hat in den letzten Jahrzehnten die Forderung nach einer erhöhten Betriebszuverlässigkeit signifikant zugenommen, da Fehlerfälle unvermeidlich zu hohen Reparaturkosten, langen Ausfallzeiten, möglicher Personengefahr, Umweltrisiken und somit insgesamt zu unvorhersehbar hohen Kosten führen können. Eine frühzeitige Erkennung und Vermeidung eines Fehlers kann Reparaturkosten um bis zu 75% und Einnahmeverluste um bis zu 60% reduzieren, so dass insgesamt jährliche Einsparungen im Bereich von 2% des Anschaffungspreises eines neuen Transformators erzielt werden können [1].

Obwohl die Kosten von Transformatoröl nur etwa 5% der Gesamtkosten eines Leistungstransformators darstellen, ist dessen Performance und Stabilität die Basis für einen zuverlässigen Betrieb dieser kostenintensiven Maschine. Im Laufe des Betriebes unterliegen sowohl die

flüssigen als auch festen Isoliermedien im Transformator einen langsamen, aber stetigen Alterungsprozess unter dem Einfluss von elektrischen, thermischen, mechanischen und chemischen Belastungen.

In den letzten Jahren wurden viele Schlüsseleigenschaften des Isolieröls untersucht, die ein Bild des Gesamtzustandes des Transformators liefern können, was letztlich in den heutigen Normen und als Kriterien zur Überwachung der Transformatoren beschrieben wird [2].

Mineralöl besteht aus der Mischung einer Vielzahl von Kohlenwasserstoffen. Durch die thermische, elektrische oder thermisch-oxidative Zersetzung der Kohlenwasserstoffmolekülgruppen entstehen eine Reihe von Reaktionsprodukte wie Wasserstoff ( $H_2$ ), Methan ( $CH_4$ ), Ethan ( $C_2H_6$ ), Ethen ( $C_2H_4$ ), Ethin ( $C_2H_2$ ), Propan ( $C_3H_8$ ) und Propen ( $C_3H_6$ ). Grundsätzlich entstehen diese Gase aus der Zersetzung der Isolierung (Öl und Papier) als Folge von Fehlern oder chemischen Reaktionen [3]. Das Aufspalten von Kohlenwasserstoffketten unter elektrischen und/oder thermischen Beanspruchungen erzeugt lösliche Gase, die zur Überwachung des Transformatorzustandes verwendet werden können. Unter der Annahme, dass sich Großteile dieser entstandenen Zersetzungsgase im Öl lösen, wurde die DGA zum Detektieren von Fehler entwickelt. In der Tat ist die DGA die am häufigsten verwendete Methode zur Fehlererkennung in ölgefüllten elektrischen Betriebsmittel [3-8]. Mehrere Diagnoseverfahren wurden bislang zur Interpretation der Fehlergase im Öl vorgestellt. Außerdem entstehen durch Zersetzung der Zellulose zudem Kohlenmonoxid ( $CO$ ) und Kohlendioxid ( $CO_2$ ) sowie Furan-Verbindungen, die sich in der Isolierflüssigkeit auflösen. Die Art der Fehler, elektrisch (Korona, Lichtbogenentladung) und thermisch (Überhitzungen) sowie deren Ausprägung sind entscheidend für die Generierung von verschiedenen Gasen. Es ist somit möglich, aus der Analyse der im Isolieröl gelösten Gase Rückschlüsse auf entstehende Fehlerarten zu ziehen [4]. Darüber hinaus werden neben den Gasen weitere Alterungsnebenprodukte wie Kohle, Wasser, X-Wax, Kolloidale, Säuren, Metallseifen, Lacke, Aldehyde, Alkohole und Keton durch Anbindung von freien Radikalen gebildet, die sich teilweise im Öl auflösen, schweben oder sich als Sediment auf Aktivteil oder dem Kesselboden ablagern [9-10].



## Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten

Die verwendeten Methoden zum Analysieren der im Öl gelösten Gase sind dabei in manchen Fällen ungenau, weshalb ein kombiniertes DGA Diagnostikverfahren vorgestellt wurde, das zur Reduzierung der Fehler in der Diagnose und Verbesserung der Genauigkeit beitragen kann [8]. Folgende Probleme, die konventionelle DGA Verfahren beeinträchtigen können, werden damit überwunden

- CO und CO<sub>2</sub> Generation durch Lacke und Dichtungen.
- Gasbildung durch Zersetzung von Additiven und Passivatoren (H<sub>2</sub> & CO<sub>2</sub>).
- Undichtigkeit zwischen Stufenschalter und Kessel
- Galvanische Reaktionen (d.h. Stahl + Wasser + O<sub>2</sub> = Wasserstoff-Produktion)
- Entstehen von CO und CO<sub>2</sub> als Folge der mangelhaften Vakuumbehandlung, Sauerstoff + Wärme in Niederspannungs transformatoren
- Straygassing
- Gasentwicklung durch Kontaminierungen

Fehlertgasgenerierung in Öl bei moderaten Temperaturen wegen seines Bestandteiles und nicht in Folge eines Fehlers wird dabei als Straygassing bezeichnet. In [11] wurde ausführlich darauf eingegangen, wie sich Straygassing durch Anwesenheit von Additiven wie unter anderem Passivatoren auf die DGA auswirken kann. Die Auswirkungen der Alterungsnebenprodukte auf das Gasungsverhalten von Transformatorenöl unter elektrischer und thermischer Beanspruchung soll in diesem Beitrag untersucht werden, da dieser Einfluss bisher nur geringfügig berücksichtigt wurde.

### Versuchsdurchführung

Um den Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf die Menge der im Öl gelösten Gase zu untersuchen, wurden im Rahmen dieser Studie die Mineralölproben für 5000h thermisch in einem Wärmeschrank bei einer Temperatur von 100°C beansprucht. Danach wurden die Proben in zwei Gruppe geteilt. Eine Gruppe wurde mit Hilfe von Bleicherde regeneriert, um Säure und Verunreinigungen aus der Isolierflüssigkeit zu entfernen, während die andere Gruppe nicht regeneriert wurde. Danach wurden jedoch alle Proben beider Gruppen vollständig entgast, um eine DGA-Grundlinie zur Vergleichbarkeit zu erhalten. Im Anschluss wurden Proben der Isolierflüssigkeiten beider Gruppen elektrisch mit 50 definierten Durchschlägen belastet, wobei die Durchschlagbeanspruchung nach ASTM 877 durchgeführt wurde [12]. Danach erfolgte eine Bestimmung der Konzentration der gelösten Gase in den Proben durch die Gas-in-Öl-Analyse.

In **Tabelle 1** sind die Konzentrationen der gemessenen Gase in regenerierten und nicht regenerierten Ölproben dargestellt.

**Tabelle 1:** Konzentration gelöster Gase in Mineralölproben nach elektrischer Beanspruchung

	nicht regeneriertes Öl [ppm]	regeneriertes Öl [ppm]
Methan	294	35
Kohlenmonoxid	142	22
Kohlendioxid	6,984	1,095
Ethen	781	97
Ethan	177	22
Ethin	348	274
Wasserstoff	443	87
Sauerstoff	27,116	28,028
Stickstoff	67,816	65,628

Anhand der Ergebnisse ist ein deutlicher Unterschied der Konzentration der im Öl gelösten Gase durch die elektrische Beanspruchung zu erkennen, was verdeutlicht, welchen Einfluss die Existenz der Alterungsprodukte auf die Gasbildung hat. Dies gilt auch für die Interpretation der gelösten Gase mittels verschiedener Bewertungsverfahren, was in **Tabelle 2** verdeutlicht ist.

**Tabelle 2:** DGA Interpretation der Ölproben nach der elektrischen Beanspruchung

	nicht regeneriertes Öl	regeneriertes Öl
Duval	Entladung & thermische Fehler	Entladung großer Energie
Dornenburg	keine Fehler	nicht identifiziert
Rogers	keine Fehler	keine Fehler

Es wurde auch der Einfluss der Alterungsnebenprodukte auf die Menge der im Öl gelösten Gase im Fall einer thermischen Überbeanspruchung der Proben untersucht. Dazu wurde ähnlich wie im ersten Versuch verfahren, nur statt der elektrischen Beanspruchung mit 50 Durchschlägen erfolgte eine thermische Beanspruchung bei einer Temperatur von 140°C für 72h. Danach wurde die Konzentration der gelösten Gase in den Proben mittels Gas-in-Öl-Analyse (DGA) bestimmt. In **Tabelle 3** werden die Konzentrationen der gemessenen Gase in regenerierten und nicht regenerierten Ölproben verglichen. Aus diesem Vergleich wird erneut das unterschiedliche Gasungsverhalten von regeneriertem und nicht regeneriertem Isolieröl ersichtlich. Zudem sind in **Tabelle 4** verschiedene DGA Interpretationen der Werte aus Tabelle 3 dargestellt, wobei hier zu erkennen ist, dass die Anwesenheit der Alterungsnebenprodukte eine Erkennung des wahren Fehler verfälschen kann.



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT  
CONFERENCE**

## Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

**Tabelle 3:** Konzentration der gelösten Gase in Mineralölproben nach der thermischen Überbeanspruchung (140°C für 72h)

	nicht regeneriertes Öl [ppm]	regeneriertes Öl [ppm]
Methan	78	0
Karbonmonoxide	98	70
Karbondioxide	1772	693
Ethylen	162	17
Ethan	47	5
Ethin	0	0
Wasserstoff	0	0

**Tabelle 4:** DGA Interpretation der Ölproben nach der thermischen Beanspruchung (140°C für 72h)

	nicht regeneriertes Öl	regeneriertes Öl
Duval	thermische Fehler in Papier: T>300 °C in Öl: T>700 °C	thermische Fehler in Papier: T>300 °C in Öl: T>700 °C
Dornenburg	thermische Fehler	keine Fehler
Roger's	thermische Fehler T>700 °C	thermische Fehler (niedrige Temperatur)

Zuletzt wurden die regenerierten und nicht regenerierten Ölproben bei einer höheren Temperatur von 160°C für einen Zeitraum von 9h thermisch beansprucht, wobei die Versuche entsprechend den vorherigen Untersuchungen durchgeführt wurden. Aus den in der **Tabelle 5** präsentierten Werten und dem Einsatz von drei unterschiedlichen DGA-Interpretationsverfahren entsprechend **Tabelle 6**, sind wiederum diverse Unterschiede zu entnehmen.

**Tabelle 5:** Konzentration der gelösten Gase in Mineralölproben nach thermischer Beanspruchung (160°C für 9h)

	nicht regeneriertes Öl [ppm]	regeneriertes Öl [ppm]
Methan	4	0
Karbonmonoxide	47	61
Karbondioxide	346	364
Ethylen	12	5
Ethan	3	0
Ethin	2	0
Wasserstoff	0	0

Wie bei der letzten Untersuchung ist auch hier ein enger Zusammenhang zwischen der Gasgeneration und Anwesenheit der Alterungsprodukte zu sehen. **Tabelle 6** zeigt wie

unterschiedlich die Fehleranalyse der Proben mit und ohne Alterungsprodukte sind und wie die Anwesenheit der Alterungsnebenprodukte die Erkennung der Fehler verfälschen kann.

**Tabelle 6:** DGA Interpretation der Ölproben nach der thermischen Überbeanspruchung (160°C für 9h)

	nicht regeneriertes Öl	regeneriertes Öl
Duval	thermische Fehler in Papier: T>300 °C in Öl: T>700 °C	thermische Fehler in Papier: T>300 °C in Öl: T>700 °C
Dornenburg	keine Fehler	keine Fehler
Roger's	thermische Fehler T>700 °C	thermische Fehler (niedrige Temperatur)

### Zusammenfassung

Die Anwendung der Gas-in-Öl-Analyse (DGA) für Transformatoren wurde allgemein als wertvolles Diagnose-Tool akzeptiert. Bisher wurden etwa zwanzig empirische Methoden für die Interpretation der DGA entwickelt, um Korrelation zwischen Fehlergasen in Öl gefüllten Betriebsmitteln mit bestimmten Fehlerarten zu finden. Keine dieser Methoden ist genau genug, um anfängliche Fehler mit 100% Genauigkeit vorherzusagen.

Es wurde erkannt, dass Verunreinigungen im Öl zur Gasbildung beitragen können, was in diesem Beitrag untersucht wurde. Die dargestellten Ergebnisse belegen das Ölalterungsnebenprodukte sowohl Einfluss auf das Gasungsverhalten wie auch auf die Interpretation der im Öl gelösten Gase haben, so dass eine Interpretation der im Öl gelösten Gase nicht in jedem Fall die richtige Fehlerart liefert, was die Unsicherheit in der Bewertung mittels DGA Interpretationsverfahren verdeutlicht. Somit ist es notwendig diese Techniken entsprechend zu verfeinern, um sichere Aussagen treffen zu können und somit richtige Schlussfolgerungen zu treffen bzw. Empfehlungen zu geben. Dies wird Gegenstand weiterer Forschungen sein.

### Anschrift

Leibniz Universität Hannover  
Institut für Elektrische Energiesysteme  
Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management  
Schering-Institut  
Callinstr. 25 A  
30167 Hannover  
E-mail: [imani@si.uni-hannover.de](mailto:imani@si.uni-hannover.de)



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

# Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten

### Literaturverzeichnis

- [1] Boss, P., Lorin, P., Viscardi, A., et al.  
*Economical aspects and experiences of power transformer on-line monitoring*  
CIGRÉ Session, 2000.
- [2] T. K. Saha,  
*Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers*  
IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. Vol. 10, pp. 903-917, 2003.
- [3] M. Duval  
*Dissolved gas analysis and the Duval Triangle*  
IEEE PES Transformer committee meeting, October 2006
- [4] V. Wasserberg  
*Verfahren zur Werterhaltung und Optimierung der Nutzungsdauer von Leistungs-transformatoren*  
Dissertation Schering-Institut, 2006
- [5] ASTM D3612  
*Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography (DGA)*
- [6] IEEE C57.104  
*IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil- Immersed Transformers - Section 1.2 Limitations*  
1991
- [7] L. Lewand  
*Techniques for Interpretation of Data for DGA from Transformers*  
IEEE PES Transformer committee meeting, October 2006
- [8] A. Akbari, A. Setayeshmehr, H. Borsi, E. Gockenbach and I. Fofana  
*Intelligent Agent based System using Dissolved Gas Analysis to Detect Incipient Faults in Power Transformers*  
IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 26, No 6, pp. 28-41, November/December 2010
- [9] I. Fofana, A. Bouaicha, M. Farzaneh, J. Sabau and D. Bussièrès  
*Decay Products in the Liquid Insulation of Power Transformers*  
IET Electric Power Applications, Vol. 4, Iss. 3, pp. 177-184, 2010
- [10] R. Sanghi  
*Chemistry behind the life of a transformer*  
Resonance, 2003, 8, (6), pp. 17-23
- [11] Ivanka Atanasova-Höhlein  
*Straygassing of Insulating Liquids – Manifestation and Influence on Diagnostics*  
2014 IEEE International Conference on Liquid Dielectrics, Bled, Slovenia, June 30 - July 3, 2014
- [12] ASTM D877-02  
*Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes*  
2002

