ETH zürich

ETH Library

Modellbasierte Bestimmung der SF_6-Verlustrate in Gasisolierten Schaltanlagen

Doctoral Thesis

Author(s):
Graber, Lukas

Publication date:
2009

Permanent link:
https://doi.org/https://doi.org/10.3929/ethz-a-006054749

Rights / license:
In Copyright - Non-Commercial Use Permitted

This page was generated automatically upon download from the ETH Zurich Research Collection.
For more information, please consult the Terms of use.

DISS. ETH Nr. 18635

Modellbasierte Bestimmung der SF_6-Verlustrate in Gasisolierten Schaltanlagen

ABHANDLUNG
zur Erlangung des Titels
Doktor der Wissenschaften

der
EIDGENÖSSISCHEN TECHNISCHEN HOCHSCHULE
ZÜRICH

vorgelegt von

Lukas Graber

Dipl. El.-Ing. ETH
geboren am 23. November 1976
in Basel

Angenommen auf Antrag von:
Prof. Dr. K. Fröhlich, Referent
Prof. Dr. S. Großmann, Korreferent

2009

Kurzfassung

Die Norm 62271-203 der IEC (International Electrotechnical Commission) erlaubt eine maximale SF_6 -Leckrate in Gasisolierten Hochspannungsanlagen von 0.5% pro Jahr. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, solch kleine Leckraten messen zu können oder gar permanent zu überwachen. Deren Erfassung ist bis heute nicht zufriedenstellend gelöst. Problematisch sind einerseits natürliche, thermisch bedingte Fluktuationen in Druck- und lokalen Dichtewerten und andererseits die hohen Ansprüche an die Messgenauigkeit und Langzeitstabilität der einzusetzenden Sensoren.

Die erwähnten Fluktuationen ergeben sich aus einem inhomogenen, instationären Temperaturfeld im Gasraum, welches seine Ursachen in der Erwärmung gewisser Komponenten durch ohmsche Verluste sowie in zeitlich veränderlichen Umgebungsbedingungen wie Aussentemperatur und Sonneneinstrahlung hat. Diese Fluktuationen können den Wert der durch die IEC maximal zugelassenen Leckrate ohne weiteres um das Zehnfache überschreiten. Damit können Lecks über längere Zeit verborgen bleiben.

Bisher wurde der Fluktuation des Messsignals damit begegnet, dass dieses nachträglich geglättet wurde, beispielsweise durch Bildung des gleitenden Mittelwertes. Damit besteht die Möglichkeit, die tageszeitlichen Schwankungen zu dämpfen. Jahreszeitliche Schwankungen lassen sich damit kaum reduzieren. Unter der Annahme, dass die Fluktuationen deterministischer Natur sind, wurde davon ausgegangen, dass diese berechenbar sind. Dazu wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Untersuchung jener Phänomene notwendig, welche die Fluktuationen verursachen. Numerische Strömungssimulationen (CFD, Computational Fluid Dynamics) und die experimentelle Messung des Strömungsfeldes erlaubten die Quantifizierung der instationären Konvektionsströmung im kreiszylindrischen Ringspalt, wie sie beispielsweise näherungsweise bei Gasisolierten Leitungen (GIL) und Sammelschienen Gasisolierter Schaltanlagen (GIS) auftritt. Es zeigte sich, dass der stark erwärmte Innenzylinder – also beispielsweise das Leiterrohr – eine ausgeprägte Konvektionsströmung von bis zu 7 cm/s oberhalb des Innenzylinders verursacht. Diese Strömung führt aber nur partiell zur Vermischung von warmen und kalten Gaszonen. Insbesonde-

re unterhalb des Innenzylinders bildet sich eine Zone relativ kühlen und damit dichten Gases. Würde an dieser Stelle ein Dichtesensor eingesetzt, wäre mit verhältnismässig grossen Fluktuationen zu rechnen.

Um die zeitlichen Verläufe des Gasdrucks und der Gasdichte an verschiedenen Positionen messen zu können, wurde im Labor ein Versuchsstand mit einem GIS-Sammelschienensegment aufgebaut. Es konnten verschiedene Strom-Lastkurven, kombiniert mit Sonneneinstrahlung, vorgegeben werden. Dabei hat sich gezeigt, dass die Druckfluktuationen ungefähr dreimal grösser als die höchsten Dichtefluktuationen sind (11% gegenüber 4%). Die uniforme Druckverteilung führt dazu, dass die Druckfluktuationen überall im Gasraum den gleichen Wert aufweisen. Die inhomogene Dichteverteilung führt hingegen positionsabhängig zu signifikanten Unterschieden der Dichte in Form und Amplitude der Fluktuationen. Maximale Dichtefluktuationen ergeben sich an der tiefsten Stelle im Gasraum, minimale Dichtefluktuationen auf mittlerer Höhe. Wie am Versuchsstand gezeigt werden konnte, gilt dies auch für vertikale Elemente, wie sie in GIS und SF_6 -Durchführungen vorkommen.

Als mögliche Filtermethode zur Reduktion der Fluktuationen wird ein modellbasierter Ansatz vorgeschlagen. Dabei wird der Messwert permanent mit einem simulierten Wert verglichen. Die Abweichung entspricht dann den Gasverlusten durch eine Leckage. Um die Komplexität und damit den Rechenaufwand dieses Modelles niedrig zu halten, empfiehlt sich der Gasdruck als Messgrösse. Anders als die Gasdichte ist dieser homogen verteilt. Auf diese Weise ist es realistisch, einen realen Gasverlust von 0.5% erkennen zu können. Unter Laborbedingungen konnte sogar eine Modellgenauigkeit von 0.3% erreicht werden, welche entsprechend die Ansprechschwelle für Leckagen auf 0.3% reduziert. Dies setzt eine entsprechend hohe Messgenauigkeit und Langzeitstabilität des Drucksensors voraus. Erfreulicherweise konnte ein geeigneter und leicht erhältlicher Drucksensor gefunden werden.

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass eine Erkennung von Gaslecks gemäss der IEC-Vorgabe von maximal 0.5% pro Jahr anspruchsvoll und bis heute nicht zufriedenstellend gelöst war. Erstmals steht nun mit der vorgestellten modellbasierten Filtermethode ein Verfahren zur Verfügung, welches in Kombination mit einem sorgfältig ausgewählten Sensor und allenfalls dessen optimaler Positionierung, solch kleine Leckagen messen, und damit eine unzulässig hohe Leckrate erkennen kann.

Abstract

The IEC (International Electrotechnical Commission) standard 62271-203 specifies the maximum allowable leakage rate of SF_6 in gas-insulated high-voltage equipment as 0.5% per year. This leads to the necessity to be able to measure or even monitor continuously such small rates of gas leakage. Until today, such data acquisition problem has not been solved satisfactorily. Fluctuations of gas pressure and/or local gas density are caused thermally and make the measurement of loss rate far from straightforward. Reliable monitoring also makes high demands on measurement accuracy and long-term stability of the sensor chosen.

The fluctuations are a result of the inhomogeneous, non-stationary temperature field in the gas volume. The inhomogeneity in the temperature field originates from heating of certain components through ohmic losses as well as in time-varying ambient conditions such as ambient temperature and solar irradiation. The fluctuations can appear to exceed the maximum allowed limit by more than a factor of ten. An existing leakage could be masked by these natural fluctuations for a certain period of time.

High-voltage substations with state-of-the-art monitoring equipment filter the measured signal during postprocessing in order to reduce the fluctuations. An appropriate filter algorithm for such a purpose is moving average. This allows a reduction of the daily variations. Seasonal variations can only be marginally reduced. Supposing determinism of the fluctuations, their calculability and predictability are assumed to exist. Therefore, a thorough study of the phenomena which lead to fluctuations was performed in the framework of this research project. Computational Fluid Dynamics (CFD) and experimental measurement of gas flow allowed the quantification of temperature field and convective gas flow in an annular gap with concentric circular shape which is the basic form of gas volumes in gas-insulated transmission lines (GIL) and bus-bars of gas-insulated switchgear (GIS). A hot inner cylinder – for instance the inner conductor of a GIS – results in a pronounced convective flow of up to 7 cm/s above the inner cylinder. Such gas flow leads only partially to mixing warm and cold zones of gas. In particular, there is a zone of relatively cold and

therefore dense gas below the inner cylinder. It has been shown that comparatively high fluctuations of gas density could be expected if a density sensor would be positioned in this zone.

An experimental test setup with a GIS bus-bar element was constructed in the laboratory in order to measure the gas pressure and density as a function of time and at different locations of the bus-bar. The setup allows customized profiles of load current in combination with incident solar radiation. The results revealed that maximum pressure fluctuations are roughly three times higher than maximum density fluctuations (11% versus 4%). The uniformity of pressure distribution leads to identical pressure fluctuations everywhere in the gas volume. On the other hand, the inhomogeneous density distribution manifests itself in local variations of the magnitudes and characteristics of the density fluctuations. Maximum fluctuations of density were observed in the lowest position of the gas volume, minimum fluctuations at about half height. The experiments revealed that this behaviour is true for horizontal as well as for vertical elements, the latter being found with GIS and SF_6 -bushings.

A model-based approach is proposed in order to compete with natural fluctuations. In this way, the measured pressure is permanently compared with a simulated pressure value; the latter being the output of an internal computer model. Any difference between measured and simulated value is interpreted as a leakage. To reduce the complexity of the model and therefore the computational power necessary, measurement of gas pressure is more advantageous than measurement of gas density because of the homogeneity of pressure. Thus, recognition of a real gas loss of 0.5% is realistic. Under laboratory conditions a model precision of about 0.3% was achieved which would allow a discrimination threshold for gas leakages of the same value. Accordingly, this implies high precision and long-term stability of the pressure sensor. Fortunately, a readily available pressure sensor which fulfils the criteria mentioned above could be found.

This thesis shows that a recognition of gas leakages according to the IEC standard of 0.5% per year is ambitious and had hitherto not been solved satisfactorily. For the first time there is now, based on a computer model, an approach which allows the detection of such small leakages and the reliable measurement of leakage rates even below the tolerated levels.