

TECHNICAL SPECIFICATION

SPECIFICATION TECHNIQUE



**High voltage test techniques – Measurement of partial discharges by
electromagnetic and acoustic methods**

**Techniques d'essais à haute tension – Mesurage des décharges partielles par
méthodes électromagnétiques et acoustiques**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2016 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester. If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'IEC ou du Comité national de l'IEC du pays du demandeur. Si vous avez des questions sur le copyright de l'IEC ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de l'IEC de votre pays de résidence.

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

Tel.: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00
info@iec.ch
www.iec.ch

About the IEC

The International Electrotechnical Commission (IEC) is the leading global organization that prepares and publishes International Standards for all electrical, electronic and related technologies.

About IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC. Please make sure that you have the latest edition, a corrigenda or an amendment might have been published.

IEC Catalogue - webstore.iec.ch/catalogue

The stand-alone application for consulting the entire bibliographical information on IEC International Standards, Technical Specifications, Technical Reports and other documents. Available for PC, Mac OS, Android Tablets and iPad.

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...). It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Stay up to date on all new IEC publications. Just Published details all new publications released. Available online and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing 20 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in 15 additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) online.

IEC Glossary - std.iec.ch/glossary

65 000 electrotechnical terminology entries in English and French extracted from the Terms and Definitions clause of IEC publications issued since 2002. Some entries have been collected from earlier publications of IEC TC 37, 77, 86 and CISPR.

IEC Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre: csc@iec.ch.

A propos de l'IEC

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC) est la première organisation mondiale qui élabore et publie des Normes internationales pour tout ce qui a trait à l'électricité, à l'électronique et aux technologies apparentées.

A propos des publications IEC

Le contenu technique des publications IEC est constamment revu. Veuillez vous assurer que vous possédez l'édition la plus récente, un corrigendum ou amendement peut avoir été publié.

Catalogue IEC - webstore.iec.ch/catalogue

Application autonome pour consulter tous les renseignements bibliographiques sur les Normes internationales, Spécifications techniques, Rapports techniques et autres documents de l'IEC. Disponible pour PC, Mac OS, tablettes Android et iPad.

Recherche de publications IEC - www.iec.ch/searchpub

La recherche avancée permet de trouver des publications IEC en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications IEC. Just Published détaille les nouvelles publications parues. Disponible en ligne et aussi une fois par mois par email.

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne de termes électroniques et électriques. Il contient 20 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans 15 langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (IEV) en ligne.

Glossaire IEC - std.iec.ch/glossary

65 000 entrées terminologiques électrotechniques, en anglais et en français, extraites des articles Termes et Définitions des publications IEC parues depuis 2002. Plus certaines entrées antérieures extraites des publications des CE 37, 77, 86 et CISPR de l'IEC.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions contactez-nous: csc@iec.ch.

TECHNICAL SPECIFICATION

SPECIFICATION TECHNIQUE



**High voltage test techniques – Measurement of partial discharges by
electromagnetic and acoustic methods**

**Techniques d'essais à haute tension – Mesurage des décharges partielles par
méthodes électromagnétiques et acoustiques**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

ICS 17.220.20; 19.080

ISBN 978-2-8322-3560-7

**Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.
Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.**

CONTENTS

FOREWORD.....	4
INTRODUCTION.....	6
1 Scope.....	7
2 Normative references.....	7
3 Terms et definitions	7
4 Electromagnetic PD phenomena	10
4.1 Physical background	10
4.2 Transmission aspects.....	10
4.3 Measuring systems	10
4.3.1 Electric/electromagnetic fields	10
4.3.2 Frequency ranges	10
4.3.3 Sensors	10
4.3.4 Instrument related influences	12
4.3.5 Instrument quantities.....	13
4.3.6 Performance and sensitivity check.....	13
5 Acoustic PD phenomena	15
5.1 Physical background	15
5.2 Transmission path aspects	15
5.3 Measuring system	15
5.3.1 General	15
5.3.2 Sensors	16
5.3.3 Instrument quantities.....	16
5.3.4 Performance and sensitivity check.....	17
6 Location of PD sources.....	17
6.1 General.....	17
6.2 Electromagnetic methods	18
6.3 Acoustic methods.....	18
6.4 Mixed electromagnetic and acoustic methods	18
Annex A (informative) Advantages and disadvantages of electromagnetic measurements.....	19
A.1 Advantages.....	19
A.2 Disadvantages	19
Annex B (informative) Advantages and disadvantages of acoustic PD measurements.....	20
B.1 Advantages.....	20
B.2 Disadvantages	20
Annex C (informative) Application-specific aspects	21
C.1 Gas insulated switchgear (GIS)	21
C.2 VHF and UHF methods.....	21
C.3 Acoustic methods.....	22
C.4 Sensitivity verification of electromagnetic and acoustic measurements on GIS.....	23
C.4.1 General	23
C.4.2 Sensitivity verification of UHF measurements	23
C.4.3 Sensitivity verification of acoustic measurement	24
C.4.4 Location of PD sources inside GIS	24
C.4.5 Time-of-flight measurements with the UHF method	24

C.4.6	Signal reduction analysis.....	25
C.4.7	Acoustic location methods.....	25
C.5	Rotating machines	26
C.6	Transformers	27
C.6.1	Physical background of high frequency and acoustic PD phenomena on transformers	27
C.6.2	UHF PD signals in transformers.....	28
C.6.3	Acoustic PD signals in transformers	28
C.6.4	Spatial location of PD sources in liquid-insulated transformers/reactors.....	28
C.7	Cable/accessories.....	29
	Bibliography	33
	Figure 1 – Classification of instruments for signal processing.....	13
	Figure 2 – Overview of the important aspects of electromagnetic PD detection.....	14
	Figure 3 – Overview of performance and sensitivity checks in different apparatus	14
	Figure C.1 – Defect location by time-of-flight measurement	25
	Figure C.2 – Illustration of the physical principle of acoustic and electromagnetic PD detection in an oil/paper insulated transformer.....	28
	Figure C.3 – Classical arrival time based PD location for transformers/reactors with a combination of the electric and acoustic PD signals.....	29

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 62478:2016

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**HIGH VOLTAGE TEST TECHNIQUES –
MEASUREMENT OF PARTIAL DISCHARGES
BY ELECTROMAGNETIC AND ACOUSTIC METHODS**

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as “IEC Publication(s)”). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC itself does not provide any attestation of conformity. Independent certification bodies provide conformity assessment services and, in some areas, access to IEC marks of conformity. IEC is not responsible for any services carried out by independent certification bodies.
- 6) All users should ensure that they have the latest edition of this publication.
- 7) No liability shall attach to IEC or its directors, employees, servants or agents including individual experts and members of its technical committees and IEC National Committees for any personal injury, property damage or other damage of any nature whatsoever, whether direct or indirect, or for costs (including legal fees) and expenses arising out of the publication, use of, or reliance upon, this IEC Publication or any other IEC Publications.
- 8) Attention is drawn to the Normative references cited in this publication. Use of the referenced publications is indispensable for the correct application of this publication.
- 9) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this IEC Publication may be the subject of patent rights. IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

The main task of IEC technical committees is to prepare International Standards. In exceptional circumstances, a technical committee may propose the publication of a technical specification when

- the required support cannot be obtained for the publication of an International Standard, despite repeated efforts, or
- the subject is still under technical development or where, for any other reason, there is the future but no immediate possibility of an agreement on an International Standard.

Technical specifications are subject to review within three years of publication to decide whether they can be transformed into International Standards.

IEC TS 62478, which is a technical specification, has been prepared by IEC technical committee 42: High-voltage and high-current test techniques.

The text of this technical specification is based on the following documents:

Enquiry draft	Report on voting
42/325/DTS	42/333/RVC

Full information on the voting for the approval of this technical specification can be found in the report on voting indicated in the above table.

This publication has been drafted in accordance with the ISO/IEC Directives, Part 2.

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the stability date indicated on the IEC web site under "<http://webstore.iec.ch>" in the data related to the specific publication. At this date, the publication will be

- transformed into an International standard,
- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

IMPORTANT – The 'colour inside' logo on the cover page of this publication indicates that it contains colours which are considered to be useful for the correct understanding of its contents. Users should therefore print this document using a colour printer.

INTRODUCTION

Partial discharges (PDs) generate electromagnetic and acoustic waves, emit light and produce chemical decomposition of insulation materials; these physical and chemical effects can be detected by various diagnostic methods and appropriate sensing elements (sensors). Besides the so-called 'conventional', electrical method described in IEC 60270, it is possible to detect and measure PDs with various 'non-conventional' methods (see Annexes A and B).

There is a special need to give recommendations for two used non-conventional methods, acoustic and electromagnetic ones, and this document is the first step in this direction.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 62478:2016

HIGH VOLTAGE TEST TECHNIQUES – MEASUREMENT OF PARTIAL DISCHARGES BY ELECTROMAGNETIC AND ACOUSTIC METHODS

1 Scope

This document is applicable to electromagnetic (HF/VHF/UHF) and acoustic measurements of PDs which occur in insulation of electrical apparatus.

This specification deals with a large variety of applications, sensors of different frequency ranges and differing sensitivities. The tasks of PD location and measuring system calibration or sensitivity check are also taken into account.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all of their content constitutes requirements of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC TS 60034-27, *Rotating electrical machines – Part 27: Off-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines*

IEC 60270, *High-voltage test techniques – Partial discharge measurements*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following terms and definitions apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

- IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

3.1 partial discharge PD

complex physical phenomena consisting of a localized electrical discharge caused by partial breakdown of an insulating medium under the influence of the local electrical field stress

3.1.1 partial discharge current pulses

PD current pulses

extremely fast current pulses, whose rise time and pulse width depend on the discharge type, defect type, geometry and gas pressure

3.1.2 electromagnetic effects of PD

PD current pulses resulting in the emission of transient electromagnetic waves at very high frequency ranges

Note 1 to entry: The electromagnetic waves generated by PD signals propagate through the dielectric materials which surround the PD source; these signals can be detected by various antennas or transducers (sensors).

3.1.3

acoustic effects of PD

transient acoustic wave resulting from the super-heated gas channel produced, similar to lightning, by a PD current pulse

3.1.4

detection and measurement of effects of PD

activities that can be detected and measured using the following methods:

- electrical methods: conventional (according to IEC 60270) or electromagnetic (HF, VHF and UHF) methods
- acoustical methods
- optical methods
- chemical methods

Note 1 to entry: Measurement of PD activity is an important criterion for the evaluation of the dielectric condition of insulation systems of electrical apparatus.

Note 2 to entry: This document only discusses electromagnetic and acoustic methods.

3.2

PD measuring system

measuring system for unconventional PD detection consisting of sensing element, transmission path and measuring instrument

3.2.1

sensing element

sensor or antenna and connection link (e.g. electric or fiber optical cable) to the measuring instrument

3.2.2

transmission path

path characterized by the following parameters:

- distance from the location of the PD to the sensor
- type of PD signal transmission (conducted or field coupled)
- propagation characteristic of dielectric material(s) such as dispersion, attenuation, resonances, reflection, diffraction

3.2.3

PD measuring instruments

instruments that utilize various combinations of digital and analog techniques to display partial discharge signals in order to assist in their interpretation and evaluation

Note 1 to entry: The measured PD signals are influenced by different behavior of dielectric medium (gaseous, liquid or solid) for acoustic or electromagnetic signal propagation and offer different possibilities for data evaluation in the time and frequency domains, depending on different bandwidths of the sensing element and measuring instrument.

3.3

PD measurement system checks

complex combination of equipment whose proper and correct operation is ascertained by performance checking methods

3.3.1

performance check

check serving to assure correct functioning of the entire measuring system, from sensor to PD measuring instrument, typically by injection of an artificial signal

Note 1 to entry: The time and frequency domain characteristics of the injected artificial signal(s) used for the performance check are chosen to appropriately emulate the PD phenomenon being measured along with the parameters of the PD measuring system, e.g. bandwidth, type of sensor, etc.

Note 2 to entry: In carrying out the performance check, it is not necessary to emit electromagnetic or acoustic waves into the test object, that is to say, single-port checks are possible.

3.3.2

sensitivity check

check used to establish the quantitative correlation between the apparent charge of the PD event (in units e.g. pC) and the quantity measured and displayed by the electromagnetic or acoustic PD measurement system, typically by injection of an artificial signal

Note 1 to entry: The time and frequency domain characteristics along with the amplitude of the artificially injected signal(s) used for the sensitivity check are typically derived from a laboratory measurement in which the output of the electromagnetic or acoustic PD measurement system is simultaneously compared with the measurement of an actual PD source in an IEC 60270 test set-up.

Note 2 to entry: In carrying out the sensitivity check, it is necessary to emit electromagnetic or acoustic waves into the test object in order to emulate actual PD signals.

3.4

quantities and units

3.4.1

sensor output voltage

response of electromagnetic or acoustic sensor expressed in V or dBmV

3.4.2

sensor effective aperture

ratio between maximum sensor output power and power density of the incoming electrical field

Note 1 to entry: The sensor effective aperture is expressed in mm^2 .

Note 2 to entry: In this case the measured quantity is the pulse energy arising from a transient electric field produced by the PD signal.

3.4.3

sensor effective height

sensor effective length

ratio between the sensor's output voltage magnitude (in V) to the incoming electric field strength (in V/mm)

Note 1 to entry: The sensor effective height is expressed in mm^2 .

Note 2 to entry: The typical output consists of a transient voltage pulse.

3.4.4

antenna factor

inverse of the effective height or length defined as ratio between incoming electric field strength (in V/mm) to the sensor's output voltage magnitude (in V)

Note 1 to entry: The antenna factor is expressed in mm^{-1} .

4 Electromagnetic PD phenomena

4.1 Physical background

The short rise times of PD pulse currents (<1 ns) excite electromagnetic waves ranging from HF up to the UHF range (3 MHz up to 3 GHz) and exceeding in several insulation materials. The propagation velocity of the resulting UHF waves is dependent on the resulting ϵ_r , e.g. in oil estimated to about $2/3 \times c_0$ or 2×10^8 m/s (c_0 denoting the speed of light in a vacuum). The measurement frequency range depends on the specific apparatus.

4.2 Transmission aspects

Metal parts of apparatus enclosures can act as waveguides or resonators and effects such as dispersion, attenuation, cavity resonances, standing waves, reflection and diffraction all influence the propagation of the PD pulse signals and the pulse characteristics respectively.

Transmission path characteristics typically depend on

- material characteristics and dimensions,
- electromagnetic impedance and dielectric behavior of the surrounding dielectric medium,
- distance between source and sensor.

4.3 Measuring systems

4.3.1 Electric/electromagnetic fields

Non-conventional PD measurement systems based on radio frequency (RF) techniques operate in two different modes; one uses the frequency range in the HF/VHF area and the other uses the frequency range in the UHF area. In the HF and VHF range electric, magnetic and electromagnetic field (e.g. TEM_{00}) can typically be measured. In the UHF range predominantly the electromagnetic field modes (e.g. TEM_{xx}) are measured.

4.3.2 Frequency ranges

HF nominally covers the frequency range from 3 MHz to 30 MHz and VHF the frequency range from 30 MHz to 300 MHz. Typical measuring bandwidths for narrow band measurement in the HF and VHF range up to 3 MHz, for wide band measurement in the VHF range, typically 50 MHz and higher, respectively.

The UHF frequency range is nominally between 300 MHz to 3 GHz. The measuring mode applied in the UHF range is typically either the zero span mode at one or several individual frequencies with the resolution bandwidth typically between 3 MHz to 6 MHz, or the full bandwidth mode.

4.3.3 Sensors

4.3.3.1 General

Typically used sensors in the HF and VHF frequency range are based on capacitive, inductive and electromagnetic detection principle.

In the UHF frequency range, the sensors used are typically near-field antennas such as disc or cone shaped sensors along with field grading electrodes.

The sensor output signals are typically in the form of high frequency oscillating pulses. These signals can be displayed in the time domain as oscillating pulses with e.g. the maximum of the envelope the measured output quantity. In the frequency domain the signals are typically displayed as the spectrum resulting from the transient pulses. The measured output quantities

in the frequency domain are the maximum magnitudes of the related characteristic spectral frequencies.

Sensors can be characterized as high frequency impedances consisting of a combination of capacitive, inductive and resistive component values. This high frequency impedance and the corresponding measuring frequency range determine the sensor's measuring mode and the resulting output is a function of its impedance and the magnitude of the related transient field component arising from the PD signal.

The measured quantity can be a transient voltage or current pulse value.

4.3.3.2 Type and characteristic

Some examples of sensors predominantly used in HF up to VHF frequency ranges:

- capacitors;
- current transformers;
- Rogowski coils;
- directional electromagnetic couplers;
- film electrodes;
- axial field couplers;
- transient earth voltage (TEV) probes;
- resistive couplers.

Some examples of sensors mainly used in the UHF range:

- disc and cone-shaped sensors;
- external window couplers;
- hatch couplers;
- barrier sensors;
- field grading electrodes;
- wave guide sensors;
- UHF antennas;
- directional electromagnetic couplers.

The output quantity of the sensors can be classified into the following groups:

- frequency characteristic, i.e. transfer function;
- polarity maintaining;
- directional;
- field magnitude dependent;
- sensitivity;
- installation dependent on geometry and location;
- mode dependent;
- transfer characteristic;
- monitored area which shall be in the range of the receiving area of the sensors.

4.3.3.3 Position

Sensors can be installed inside the high voltage component or externally mounted at dielectric apertures as e.g. inspection windows or valves. The sensors should be installed as close as

possible to the particular PD detection area and inside the metallic enclosure or screen of the high voltage component.

In larger high voltage apparatus or systems it is beneficial to install multiple sensors to improve measurement sensitivity and to help in PD source detection and location. Multiple sensors can also be used for the sensitivity check of the arrangement.

The sensors should not have any negative impact to the dielectric design and functionality of the high voltage component.

4.3.4 Instrument related influences

4.3.4.1 Frequency and time domain signal processing

The output signals of the sensors can be processed in the time or frequency domain (see Figure 1).

Broadband time domain signal processing better represents the complete wave shape of the PD related pulse and enables detailed analysis of wave shape characteristics of individual single pulses (e.g. PD reflectometry, PD pulse shape analysis, etc.).

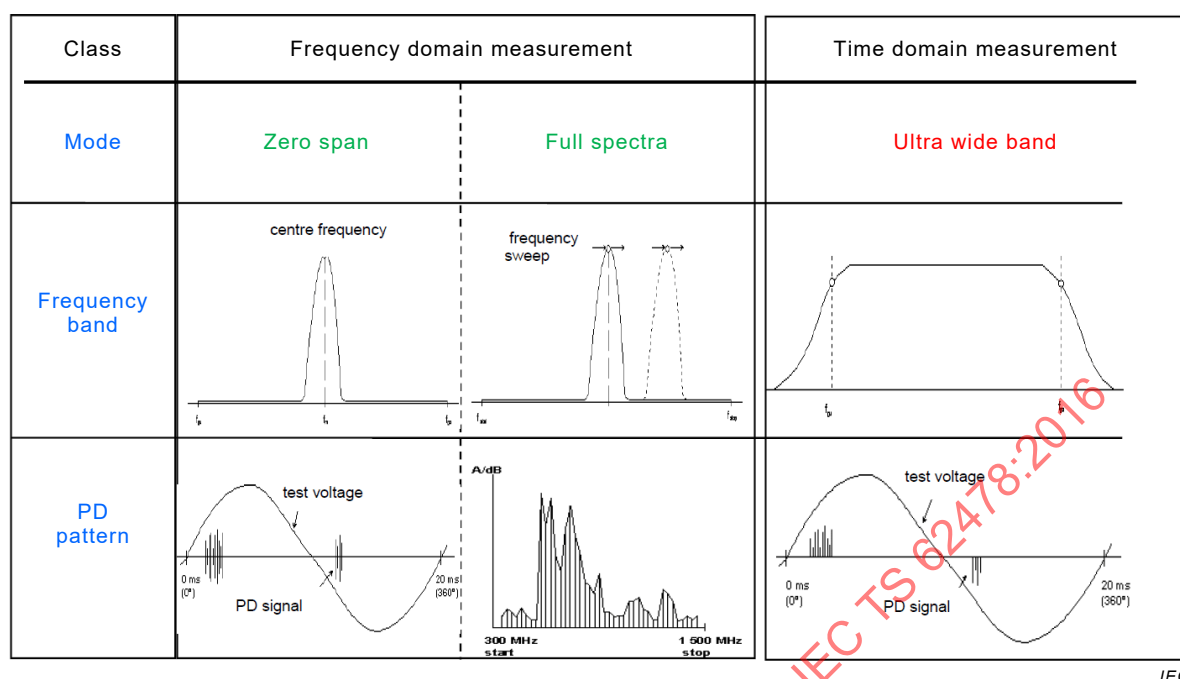
Narrow-band frequency domain signal processing may allow a better noise suppression capability should noise and external disturbances be present and consequently features an improved sensitivity in noisy environments. A single pulse wave shape analysis is not fully possible since bandwidth limitations in the processing path corrupts pulse shapes although derived statistical analysis as e.g. phase resolved PD pattern can be applied.

4.3.4.2 Processing bandwidth

The time domain processing uses a wide or ultra wide frequency range for signal processing. Filters to suppress single or multiple interferences are applied before signal processing. The signal is then processed from a wide band peak detector and displayed in the time domain typically synchronized with the phase of the applied high voltage.

Frequency domain processing is typically carried out either at various frequency spans or in zero span mode, essentially a tuned receiver centered at a fixed center frequency with a specific resolution bandwidth. The output of this zero span mode is typically displayed in the time domain e.g. similarly to a typical oscilloscope display or e.g. as a PD phase resolved pattern.

The wideband spectral mode processes the output of either a swept frequency receiver (i.e. super heterodyne) or a so-called 'real-time spectrum analyzer' as a power spectrum versus frequency. This can also be displayed as a spectrum of the measured signals (PD and other signals).



IEC

Figure 1 – Classification of instruments for signal processing

4.3.5 Instrument quantities

In HF and VHF ranges the instrument quantities are typically amperes or volts considering the application of inductive and capacitive couplers. The output of UHF sensors is also typically a voltage signal. These values measured by the instruments are in linear correlation to the measured electromagnetic field mode and the sensor transfer characteristic.

Derived quantities however should be in correlation to the PD parameters. This can be linear, when using the direct output voltage of the UHF sensor, or quadratic, e.g. by processing the power quantity (W) of the sensor signal, or the signal energy (J) as related to the defined measuring resistance

NOTE The UHF sensor can be described with its antenna characteristic in terms of its effective height (m), effective aperture (mm^2), antenna factor (1/m) or antenna gain (dBi).

4.3.6 Performance and sensitivity check

For detecting and measuring the electromagnetic waves emitted by partial discharges, different aspects of the method are shown in Figure 2.

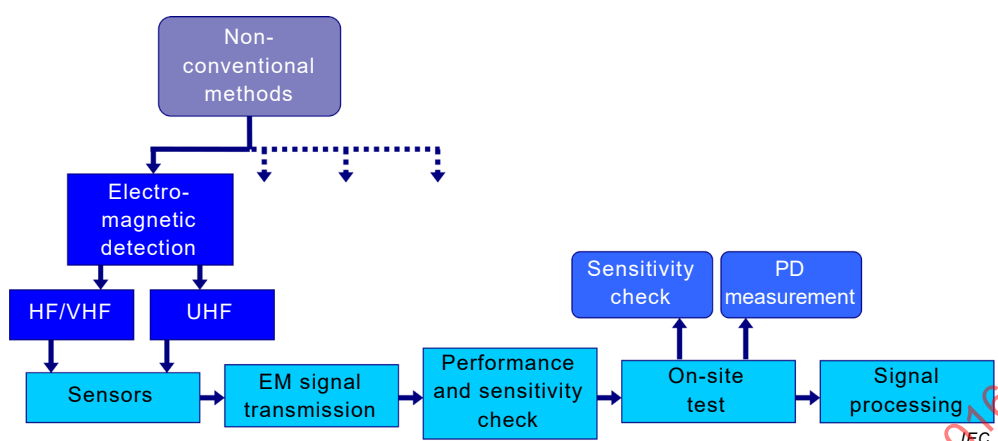


Figure 2 – Overview of the important aspects of electromagnetic PD detection

It should be emphasized that when employing the electromagnetic detection (radio frequency) method, the PD magnitude as apparent charge cannot be evaluated directly as a calibrated value.

However, a verification of the detection sensitivity can be performed and has proven to be useful in practice, e.g. for gas-insulated switchgear, rotating machines stator windings, etc. In Figure 3 the general steps for performing a sensitivity check for GIS, power transformers, stator windings and power cables are shown. Although the specific steps on different high voltage apparatus differ slightly, the general approach is shown in Figure 2.

To evaluate the detection sensitivity of the electromagnetic e.g. UHF method, the sensitivity check should be applied. With this the achievable detection sensitivity is demonstrated in a worst-case configuration by direct comparison in a simultaneous IEC 60270 measurement of apparent charge (pC) from an actual, significant and meaningful PD source.

The performance check is a functional check of the whole measuring PD system and does not relate to apparent charge measurements in general.

NOTE The performance check also can be used for finding suitable narrow-band measurement frequencies.

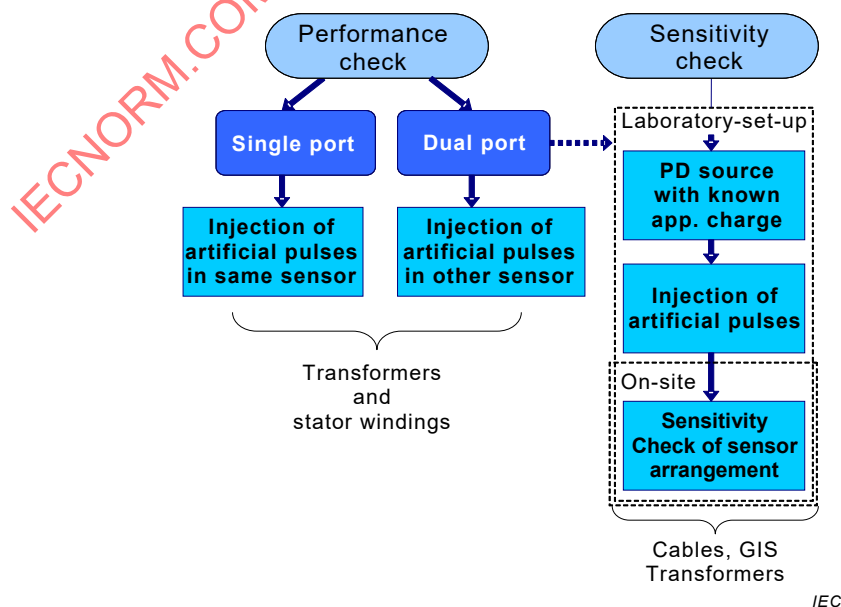


Figure 3 – Overview of performance and sensitivity checks in different apparatus

The PD detection in the HF up to UHF range is mainly applied for power cable accessories and rotating machines where the electromagnetic transients are captured by means of inductive and capacitive sensors as well as by special designed field probes. For power transformers, gas-insulated switchgear and stator windings, VHF and UHF ranges are primarily used.

5 Acoustic PD phenomena

5.1 Physical background

Acoustic PD detection is based on the fact that PD appears as a point source of acoustic waves. These acoustic waves spread through the internal structure of the high voltage apparatus until reaching the external surface. Different wave types with different propagation velocities appear and also reflections and refractions at boundaries result in attenuation, absorption and scattering effects. Typically the acoustic waves are detected and converted into electric signals typically by means of piezoelectric sensors, structure-borne sound-resonance-sensors, accelerometers, condenser microphones or opto-acoustic sensors. Acoustic PD related signals might also be generated from free moving particles in gas insulated apparatus (e.g. GIS).

For PD detection, typically the ultra-sonic frequency range is employed (approximately 20 kHz to 250 kHz), as well as the audible range (approximately 100 Hz to 20 kHz). The frequency ranges used for acoustic detection are chosen depending on the insulation system to which the method is being employed (solid, liquid and gaseous).

5.2 Transmission path aspects

Within liquid and gaseous insulation parts, the radiated sound field ideally propagates as a spherical pressure (longitudinal) wave. When reaching solid insulation parts or enclosures, more complicated modes and so-called structure-borne propagation paths will typically be observed. The acoustic waves have different velocities in different media. Due to this, the geometrically shortest propagation path may not necessarily be the fastest path taken between source and sensor.

The acoustic transmission path typically includes the following very important characteristics:

- propagation modes of the acoustic wave and variations thereof along the transmission path from source to sensing element;
- variations in propagation velocity depending on different materials and conditions (e.g. for insulating oil: comparatively high velocity variation with temperature, only minor velocity variation with humidity);
- dispersion: frequency-dependency of propagation velocity;
- frequency-dependent attenuation of acoustic pulses in various insulation material or compounds and structures;
- matching of acoustic impedances at material boundaries e.g. between the sensing element and high voltage apparatus housing;
- distance from sensing element to PD origin.

5.3 Measuring system

5.3.1 General

Measuring systems can be divided into contact and non-contact (or distance) ones. For sensitive detection of PD inside high voltage apparatus, measuring systems employing direct contact between their sensors and the structures of the apparatus e.g. the housing are predominantly used.

Furthermore the measuring systems can be also differentiated based on whether time-domain or frequency-domain processing is employed.

5.3.2 Sensors

5.3.2.1 General

Available sensors can be divided into piezoelectric sensors, microphones or sensors using acoustic-optical effects.

Two types of externally mounted piezoelectric sensors exist:

- a) accelerometers (output signal proportional to acceleration) with flat frequency characteristic;
- b) acoustic emission sensors (output signal proportional to velocity) which typically exhibit dominant resonances in their frequency characteristic.

5.3.2.2 Type and characteristic

There are passive or active sensors (meaning with signal amplification in the sensor housing). Generally a significant level of signal amplification close to the sensor element is most beneficial depending on characteristics of the sensing element.

General characteristics of a sensor comprise:

- sensitivity,
- frequency characteristics as a working range of frequencies (resonant type or flat frequency response),
- temperature characteristics as a working range temperatures.

In view of the attenuation of acoustic signals, often sensors of resonant type with their characteristic higher sensitivity in specific frequency ranges are preferred.

5.3.2.3 Positioning of acoustic sensors for PD detection

Generally external acoustic piezo-electric sensors should be positioned where they have the best chance to pick up acoustic signals being generated by PD, i.e. where the structure best transmits vibrations. Thus the sensors can be positioned close to areas which possibly may have showed problems in prior tests.

NOTE GIS: Acoustic signals are picked up by sensors placed on the external surface of the GIS enclosure. Typically the sensors are affixed to the enclosure either by elastic bands or magnetic holders. Because the acoustic signal arriving from the defect(s) undergoes attenuation along the length of the GIS, especially when there are e.g. spacers between the PD source and the measuring probe, the sensor is usually positioned in different locations of the GIS (typically at least one measuring point in every compartment).

Transformers: Valuable information for positioning of sensors can be gained by referring to the design of the transformer. It is advantageous to avoid locations for sensor positioning e.g. close to or directly on top of stiffening ribs of the transformer housing, and instead choose areas between mechanical reinforcement elements of the transformer housing. Safety distances should be taken care of when placing sensors in the upper part of the transformer tank. Also, the sensors may be moved around during the process of determining the location of the PD within the enclosure.

5.3.3 Instrument quantities

The main unit to quantify mechanical pressure is the Pascal. However, the piezo-electric sensors predominantly used convert incoming acoustic waves into voltage output signals related to the mechanical input; hence the quantity measured in most of the instruments is either by volts (V) or decibels (dB).

Additionally, other derived values may be used to interpret the acoustic data, for example pulse rate or pulse count, histograms, pulse patterns synchronized with the phase of the applied high voltage, frequency domain information of single or multiple acoustic PD pulses, different correlation factors to power frequency and others.

5.3.4 Performance and sensitivity check

As for the UHF method the acoustics signals can be measured either in the time or in the frequency domain. The sensitivity verification is intended to verify the specific measuring equipment and can be performed in a two-step procedure.

Step 1 – Laboratory tests

As in the case of the UHF method, laboratory tests are first performed to determine the frequency spectrum and signals levels from a real PD defect. The acoustic signal level corresponding to a known discharge level in pC of apparent charge from a real PD source is recorded with the sensor and instrument to be used. Furthermore, the frequency spectrum of the detected signal should also be measured.

Next, the signal from an artificial acoustic signal emitter is recorded by the acoustic measuring device. The signal can be produced by an acoustic sensor (piezo-crystal) used in reverse method (i.e. pulsed by a step voltage). If the frequency spectrum as well as the signal intensity from the artificial source can be established in such way that they are similar to that from the real defect, a reference that can be used for the sensitivity verification is established. For the piezo-crystal, this may be achieved by using a well-chosen sensor pulsed with a step voltage whose magnitude and rise time have been adapted for the purpose.

If the frequency characteristic of the signal from the artificial source differs from that of the real defect, then a filter shall be inserted between the pick-up sensor and the signal conditioning and recording unit to limit the detected frequencies to the range relevant for the real defect.

NOTE When performing acoustic measurements, a 3 dB variation in sensitivity typically occurs simply due to removing and re-fixing the sensor. Also, the acoustic waves are highly dispersive. Therefore such measurements will only be suitable for verification and not for a calibration.

As an alternative to the piezo-crystal a steel ball with a diameter in the mm range dropped a fixed distance on the enclosure may be used as an emitter. This method will excite a wider frequency band signal than the method using a pulsed piezoelectric crystal. Breaking a pencil lead on the structure surface has proved to be a suitable method as well.

Step 2 – On-site tests

To verify the sensitivity and the integrity of the measuring equipment on-site, the enclosure shall be excited in the same way as in the laboratory. The entire measuring system shall be the same as that employed during the laboratory test.

6 Location of PD sources

6.1 General

When performing PD measurements on high-voltage devices, two different approaches for locating the source of the PD are typically employed. Firstly, alterations of the signal amplitudes or deformations of the signal shapes can give indications of the PD source location. Secondly, measuring the propagation times of PD pulses can be used to calculate source locations. Such methods are also referred to as arrival-time-based location or time-of-flight measurements. Methods based on electromagnetic, acoustic or a combination of both techniques can be employed.

When using arrival-time-based location methods, normally an underlying mathematical description or modelling is applied to determine the spatial PD location. Observation equations range from linear difference equation for direct and reflected PD pulses to non-linear systems of sphere functions (triangulation).

The important basis of any arrival-time-based location process is the correct determination of the arrival time of the pulses, synonymous with determining the true beginning of the transient PD pulse (or a characteristic signal part unaffected when propagating through the test object). Both, manual time determination (performed by an experienced analyst) or automatic time determination with signal processing techniques are employed. Depending on the apparatus being investigated, a second technique employed in particular when using acoustic methods is signal de-noising, which may include signal filtering, signal mean value considerations (averaging) or wavelet-based de-noising approaches.

6.2 Electromagnetic methods

Propagation velocities of electromagnetic PD pulses are much higher compared to acoustic PD pulses. Hence measuring system requirements concerning resolution and accuracy of arrival time difference are higher for methods using arrival times of electromagnetic signals. The overall bandwidth of the measuring system (including sensing elements) affects the achievable overall maximum spatial location resolution, and depending on application, usually broader spectrum parts in the VHF or UHF range are required.

Depending on signal propagation characteristics in the apparatus tested, special attention is needed for assuring correctness of the mathematical models used, e.g. assuming straight propagation paths for scattered or diffracted UHF signals without correcting measured arrival times can give erroneous location results.

6.3 Acoustic methods

All-acoustic PD location can be performed signal-based and/or signal arrival-time based approaches. Depending on the high voltage apparatus, measurements are furthermore subdivided into single or multi-channel measurements.

The key task in arrival-time-based PD location is to provide a sufficient number of acoustic signals simultaneously recorded in order to solve the respective observation equations, thus allowing the PD location to be estimated.

As all-acoustic PD measurements might suffer from reduced detection sensitivity for weak or deeply hidden PD defects, acoustic-triggered averaging is applied to enhance the acoustic sensitivity. An essential requirement for successful application of this method is a repetitive acoustic PD signal measurable on at least one channel of the measurement system.

6.4 Mixed electromagnetic and acoustic methods

Acoustic PD signals are compared to electromagnetic PD signals often subject to comparatively stronger attenuation on their propagation path from source to sensing element. Acoustic measurement sensitivity can be enhanced by combining both methods, i.e. combining the acoustic and electromagnetic PD detection.

Another important advantage of coupling electromagnetic with acoustic measurements is the increased confidence of the resulting of PD combined tests. Based on the assumption that acoustic noise does not typically generate inner electromagnetic signals, nor do electromagnetic disturbances generally create acoustic signals. A stable phase relationship is generally required for the signals to be judged as PD.

Annex A (informative)

Advantages and disadvantages of electromagnetic measurements

A.1 Advantages

Compared to the conventional PD measurement techniques as described by IEC 60270, the main advantages of VHF and UHF PD measurement methods include:

- Greater immunity to disturbances and noise, which implies that sensitive measurement of PD can be made with AC supplies that are noisy themselves, or indeed when the test object is connected to the power system. This can greatly reduce the costs of performing PD tests and increases the probability of achieving reliable results.
- VHF and UHF methods can often be used to locate the PD source, with spatial resolution that can be useful in helping to find the actual defect sites.
- Since the pulse shape and associated frequencies are preserved with wideband VHF/UHF detectors it is sometimes possible to determine the nature of the PD source with the VHF/UHF methods.
- Noise suppression:
 - Higher signal-to-noise-ratio when measuring PD in the VHF/UHF range as most of the energy from electromagnetic noise in the power system tends to occur at frequencies that are below several MHz.
 - Make use of two or more sensors and distinguish relative times of arrival of the pulses at the two sensors or more sensors to separate noise from PD pulses
- The large frequency bandwidth of VHF/UHF detection methods generally resolve different frequency and time domain characteristics better hence can help to distinguish different types and/or locations of PD within an apparatus.

A.2 Disadvantages

The main disadvantage of VHF/UHF methods is that it is not possible to uniquely calibrate the magnitude of the PD in terms of its apparent charge (e.g. Pico Coulombs), as discussed in 4.3.6.

Other disadvantages:

- Since UHF/VHF detection equipment necessarily operates at higher frequencies, and the required components are more costly, the test equipment as a whole is often more costly than conventional PD detection systems.
- To achieve the advantage of noise separation and/or suppression for on-line and on-site PD testing, the sensors and their physical arrangement tends to apply for only one type of high voltage apparatus. That is sensors intended for GIS PD detection can often not be applied to measure PD in transformers or stator windings. Thus VHF/UHF systems tend to be more application specific in application.

Annex B (informative)

Advantages and disadvantages of acoustic PD measurements

B.1 Advantages

Acoustic measurements on HV equipment are performed predominantly to detect, recognize and locate PD sources

Advantages:

- Low cost equipment (acoustic sensor plus the PD acquisition unit).
- Relatively easy to perform.
- The method is non-invasive: sensors are placed on the external surface of the enclosure during normal operation of the equipment.
- Immunity to electromagnetic noise in the substation: typically acoustic emission sensors working in ultrasonic frequency ranges are used.
- Sensitivity can be increased by combining acoustic measurements with electrical PD measurements (conventional and/or UHF method).
- The performance check of the acoustic system on site is easy to perform.

B.2 Disadvantages

Disadvantages:

- Depending on the path between the PD source and sensor, comparatively high attenuation factors can increase the time needed for on-site measurements.
- Lower sensitivity for PD source location in power transformers in the field.
- Calibration of the acoustic signal with respect to IEC 60270 is not possible.

Annex C (informative)

Application-specific aspects

C.1 Gas insulated switchgear (GIS)

In gas-insulated switchgear, the defects which can occur and affect the dielectric performance of the equipment fall into several main categories:

- a) assembly errors;
- b) introduction of conductive contaminants, e.g. metallic particles;
- c) poor or loose electrical and mechanical contact between conducting parts, e.g. field electrodes and shields, resulting in components at floating potentials;
- d) fixed defects such as metallic protrusions on the high voltage conductor and particles attached to solid insulator (spacer) surfaces;
- e) insulator defects including manufacturing defects;
- f) surface tracking caused e.g. by flashovers during HV testing;
- g) contamination which affect the quality of the SF₆ gas (by-products, moisture content, erroneous gas filling etc.).

Partial discharges in GIS are caused by defects of the insulating system. It has been shown that the discharge currents of PD sources in SF₆ gas exhibit have rise times that can be less than one hundred picoseconds. The defects, e.g. free moving metallic particles (the most frequent defect type) or fixed defects, cause electromagnetic transients with frequency content well above 2 GHz. The resulting signals propagate within the coaxial busbars of a GIS not only in the basic mode (TEM₀₀), but also in many higher order modes (TE_{mn}, TM_{mn}). Reflections occur at the numerous discontinuities inherently present in the internal construction which lead to the formation of multiple standing waves and resonances at varying frequencies. In addition, there are coupling effects between modes, which also influence the spatial variation in field intensity. Due to the finite conductivity of the metallic conductors and losses at dielectric boundaries and surfaces (e.g. insulators, partitions) and discontinuities (e.g. T-junctions, etc), signal propagation is affected by e.g. damping and dispersion. Signal attenuation is frequency dependent and occurs mainly at the discontinuities. The result is a complex mixture of electromagnetic wave resonances within each compartment.

In addition to the conventional method according to IEC 60270, VHF, UHF and acoustic methods are used for PD measurements in GIS.

C.2 VHF and UHF methods

The UHF signals in the UHF frequency range are typically detected by means of internal couplers, which are usually of similar design to capacitive couplers. When these are not available, it is possible to use external couplers on windows or the exposed (unshielded) edges of insulator barriers. As consequence of UHF signal attenuation, many couplers have to be installed in an extended GIS. A typical rule of thumb for the average loss of signal strength is approximately 2 dB/m. This leads to the need for couplers to be mounted at intervals of approximately 20 m along e.g. straight bus sections or feeders. Within the GIS core, the various components such as circuit breakers, disconnecting and earthing switches, current and voltage measuring transformers, and other devices, typically lead to higher values of signal attenuation when compared to straight sections of bus. The signal-to-noise ratio and therefore the sensitivity of the UHF measuring device is improved by using suitable couplers, amplifiers and filters. The UHF method has proved to be at least as sensitive in detecting defects as the conventional method according to IEC 60270, and this is mainly due to the low external noise level. Tests in laboratories and on site have shown that small critical defects- and even non-critical defects- may be detected. There is a poor correlation, however, between

the acquired UHF-signal level and the apparent charge recorded by the conventional PD measuring method according to IEC 60270. An accurate location of the defect may be obtained e.g. by using a wide-band digital storage oscilloscope to measure the difference in arrival times for signals arriving at adjacent couplers. When the distance between the couplers has been measured, the defect location can be obtained by a simple calculation.

The VHF methods are different from the UHF method but there are at least some similarities. The most frequent application of the VHF methods is a broad band measurement in the range from 40 MHz to about 300 MHz. At these frequencies the TEM_{00} mode of propagation in GIS is dominant as 30 MHz is usually below the cut-off frequency of any higher order modes. Using such a technique a PD measurement is proportional to the apparent charge but only for a given location of a PD source and PD sensor. The VHF signal is taken by internal sensors i.e. metallic plate acting as an electric field sensor, however a smaller number of sensors is required compared to the UHF method. The PD measurements in the VHF range offer a better signal to noise ratio than the conventional method according to IEC 60270 but are still often influenced by external disturbance signals. As for the location of PD sources, the VHF methods provide the same advantages as the UHF methods by considering time domain signals and calculating transit times and distances for measurements on different couplers.

C.3 Acoustic methods

Acoustic signals (mechanical waves) are emitted from defects in a GIS by two primary mechanisms:

- moving particles excite a mechanical wave in the enclosure;
- PD from fixed defects create a pressure wave in the gas which transfers to the enclosure.

The resulting signal will depend on the source and on the propagation path. Several acoustic modes of propagation may exist in the enclosure. However, for the frequency ranges normally used (i.e. <150 kHz) and/or normal enclosure materials and thicknesses, it is mainly the 0-th order anti-symmetric (bending) wave that needs to be considered. Because the enclosures are normally made of aluminum or steel, signal attenuation is quite small. However, the signals lose energy when they traverse boundaries between compartments, by e.g. attenuation in the insulator flange and also some of the signal is reflected.

Acoustic signals can be picked up by means of externally mounted sensors. Normally, either accelerometers or acoustic emission sensors are used. Accelerometers produce an output signal proportional to the acceleration (in the direction perpendicular to the base of the sensor) of the surface they are mounted on. The pass band is flat up to the upper limiting frequency.

Acoustic emission (AE) sensors produce an output signal proportional to the velocity (in the direction perpendicular to the base of the sensor) of the surface they are mounted on. The AE-sensors operate in resonance. International standards exist for calibrating acoustic sensors (e.g., for AE sensors; ASTM E976, ASTM E1106). Calibration of AE sensors has been the subject of particular attention. While such standards are useful for specification and control of sensors from a supplier, they are not relevant when assessing the feasibility of using the sensors on GIS. Defect identification and location is possible with this method.

The signals from a bouncing particle is broadband (i.e. >1 MHz) and has a high amplitude compared with signals emitted from pre-discharges at fixed defects, e.g. protrusions. With the temporal resolution of a normal instrument, each and every single impact between a particle and the enclosure can be distinguished as a separate event. The reflections from flanges appear as "echoes" in the signal. The particle type signal will be spatially attenuated as it moves away from the point source. Attenuation of the signal amplitude varies inversely with the square root of the distance from the source to the sensor, until the wave front embraces the enclosure where after the attenuation becomes negligible. The acoustic sensitivity to bouncing particles is usually much higher than the sensitivity of any other diagnostic method, provided the sensor is mounted on the same compartment (i.e. between flanges) containing

the particle. The method has some problems with the detection of discharges from particles located at the surface inside conical spacers. Due to the high attenuation of acoustic waves in cast epoxy, the method is not very sensitive for detection of defects within the epoxy (e.g. voids).

Pre-discharges type signals from protrusions are the result of pressure waves caused by rapid local heating of the gas at the pre-discharge site. The signal will be very wideband close to the source, but because the gas acts as a low pass filter, the high frequencies are attenuated as the signal propagates away from the source towards the enclosure. Normally, detected signals from pre-discharge sources are limited to the frequency range below 100 kHz, but a source located on the enclosure will have wider frequency content. Acoustic coupling from a pressure wave in the gas to the enclosure depends mainly on the gas pressure and the angle of incidence. Acoustic instruments are not able to resolve every single gas discharge because of the insufficient time resolution of the acoustic technique; the sensors are too slow to differentiate between individual discharges. The time constants of the acoustic sensors currently in use, together with the mechanical ringing of the enclosure lead to pulse overlap. For a pre-discharge type signal, the shape of the signal is complex. The detected signal level will be a mix of backward and forward travelling waves on the enclosure resulting in a continuous signal with 50/60 Hz and/or 100/120 Hz envelope. The final peak signal level will depend on the length of the enclosure and how often there is coincidence and interference between the backward and forward travelling waves at the sensor location. The signal level is found to be fairly constant within the same section/compartments, but then it typically drops by some 8 dB once a flange (insulator) is crossed.

The signal-to-noise ratio depends on the type of sensor and the signal conditioning used. The acoustic method is very immune to electromagnetic noise in the substation. Bouncing particles create very strong signals and particles in the millimeter range producing apparent discharges in the 5 pC range are detected with a high signal to noise ratio when an appropriate sensor is used. Sensitivity decreases with distance because the acoustic signals are absorbed and attenuated as they propagate in the GIS.

C.4 Sensitivity verification of electromagnetic and acoustic measurements on GIS

C.4.1 General

With respect to the real charge, calibration of the PD measurements is not possible. However, a useful verification of the detection sensitivity can be performed for electromagnetic (UHF) and acoustic method. In both cases, the UHF and the acoustic method, the same technical principles are applied for the sensitivity verification.

C.4.2 Sensitivity verification of UHF measurements

Sensitivity verification of the UHF system ensures that GIS critical defects causing an apparent charge of 5 pC or more (when measured according to IEC 60270) can be detected by the UHF system. The procedure shall be performed in two steps.

In the first step, at the manufacturer's factory, the tests should be performed on a straight section of bus bar containing two closely located couplers connected to a coupling capacitor and calibrated per IEC 60270. A defect of critical size (free metallic particle and/or fixed protrusion on the HV conductor) shall be placed at the position of the first coupler and the bus bar shall be energized; the combination of defect and voltage level shall be adjusted such that measured apparent charge of this actual PD source is 5 pC. The UHF signal corresponding to this 5 pC apparent charge shall then be measured. Then a pulse shall be injected at the first coupler whose risetime is sufficiently short so as to produce an output spectrum equivalent to that measured from the actual 5 pC PD source, and its amplitude adjusted such that this pulsed signal matches the actual PD signal as closely as possible. The amplitude of this artificial pulse shall be recorded to be used later in the second step of the sensitivity verification.

In the second step, following on-site assembly of the GIS, the location of the couplers and proper functionality of the PD measurement system shall be verified to show that a defect having an “apparent charge” of 5 pC anywhere in the GIS is able to be detected by the UHF system. The artificial pulse obtained from the factory test described in the previous paragraph shall be injected at all sensors one by one, and the UHF signal shall be measured at the adjacent sensors, thus demonstrating that the UHF system has sufficient sensitivity to detect discharges of 5pC throughout the GIS.

C.4.3 Sensitivity verification of acoustic measurement

Similarly to the UHF method described in C.4.2, the sensitivity verification for acoustic measurements is intended to verify proper functionality of the measuring equipment and is also performed in a two-step procedure:

In the first step, laboratory tests are first performed to determine the frequency spectrum and signals levels from the real defect. The acoustic signal level corresponding to an apparent discharge level of 5 pC from an actual PD source as calibrated and measured per IEC 60270 is recorded with the sensor and instrument to be used. Furthermore, the frequency spectrum of the detected signal should be measured. Next, the signal from an artificial acoustic signal emitter is recorded by the acoustic measuring device. The signal can be produced by an acoustic sensor (piezo-crystal) used in reverse method (i.e. pulsed by a step voltage). When the frequency spectrum as well as the amplitude from the artificial source are established in such way that they are as similar as possible to the signal from the real PD defect, this artificial signal can then be used as a reference for the sensitivity verification. For the piezo-crystal this may be achieved by using a well-chosen sensor pulsed with a step voltage whose amplitude and rise time are set appropriately.

For the second step on-site, the sensitivity and the integrity of the measuring equipment is verified using the artificial acoustic signal source obtained from the laboratory test described in C.4.2. The enclosure shall be excited in the same way as in the laboratory, and measuring system shall be the same as that employed during the laboratory test.

NOTE For acoustic measurements typically a 3 dB variation in sensitivity may occur simply due to removing and re-fixing the sensor. Also the acoustic waves are highly dispersive. Therefore such measurements will only be suitable for verification and not for calibration.

C.4.4 Location of PD sources inside GIS

- The dielectric failure probability is strongly dependent on the type of the defect and its location inside the GIS.
- Different procedures and methods can be used based on practical and physical background. Electrical time-of-flight measurements, typical for UHF method but also applicable for acoustic measurement, is the most frequently used method in the field.
- Methods based on time delay between different propagating modes and directional couplers, have shown to be unpractical.
- In general differentiation between time domain or frequency domain methods.

C.4.5 Time-of-flight measurements with the UHF method

- The very fast electric pulses emitted by a PD source propagates in all directions along the GIS duct (Figure C.1). It arrives at the internal couplers located on either sides of the PD source. By the time-of-flight technique the time difference between the wave fronts arriving at two couplers can indicate the location of the PD source. The time differences observed are typically in the range of tens of nanoseconds (ns), so the measurements shall be performed with a digital oscilloscope having sufficiently high sampling rate and input bandwidth. With this technique, the discharge source can be located within tens of centimeters on site.

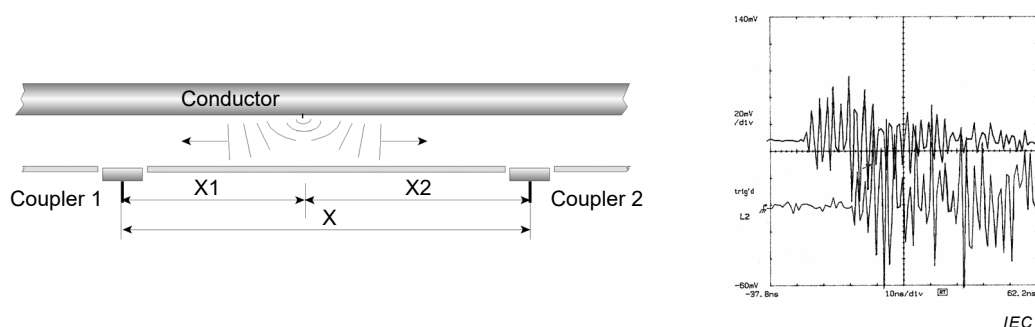


Figure C.1 – Defect location by time-of-flight measurement

The distance between coupler 1 and the PD source can be calculated as

$$X_1 = \frac{X - (X_2 - X_1)}{2} = \frac{X - v_c \Delta t}{2} \quad (\text{C.1})$$

where Δt is the difference in the arrival time of the signal at couplers 2 and 1 and v_c is the propagation velocity of the signal: (30 cm/ns). Variations in propagation path parameters shall be taken into account; for example, in cases where e.g. an insulator of permittivity ϵ_r is traversed by the electromagnetic wave, the propagation velocity of the signal is decreased by a factor proportional to the $\sqrt{\epsilon_r}$ for the distance given by the thickness of the insulator.

C.4.6 Signal reduction analysis

Because of attenuation, dispersion, and resonance phenomena, the electric waves attenuate as they propagate through the GIS. If the influence of different GIS components for signal attenuation is accurately known, this can be applied to determine the PD location. Typical values for UHF signal attenuation are 2 dB/m in straight bus duct, and 1 dB to 5 dB per spacer. As the results of these assumptions are not very accurate, this method can only be used in special cases.

C.4.7 Acoustic location methods

- Time-of-flight measurements: two sensors are used and the time of arrival of the signal coming from the sensors is observed on the oscilloscope. If the source is outside the sensor pair, the signal will come from the side it arrives at first. If the source is located between the sensors the difference in arrival time is less than the time of flight between the sensors.

NOTE The speed of sound in an enclosure is frequency dependent.

- Searching for highest amplitude: using only one sensor, one can simply look for changes in signal amplitude; the signal will typically be stronger when the sensor is placed closer to the PD source. The signal will drop off significantly when crossing to the next compartment (e.g. across an insulator or flange). It should be noted that the amplitude of the acoustic signal will decay inversely proportional to the square root of the distance from the source, as the sensor moves away from the source. The amplitude of the signal generated by moving particles varies in time, so that it is recommend that repetitive measurements are made in order to acquire the maximum amplitude value. Observation of the signal rise time: acoustic signal propagation in an enclosure is highly dispersive. The propagation velocity of the bending wave, which is the most significant wave component, increases from below 1 000 m/s to about 3 000 m/s in a frequency range between 10 and 100 kHz. Also, in the gas, the absorption increases with frequency. The consequence of these effects is that the signal front, which exhibits a very fast rise time close to the source, exhibits a progressively slower rise time as a function of distance from the source, in other words, the signal is smeared out as it propagates away from the discharge site. Therefore, the sharper the front the closer the distance to the source.

- An even more accurate measurement can be made if the acoustic system is triggered by an electric signal picked up using e.g. a UHF coupler.
 - Sensitive to most common GIS PD defects; sensitivity to detect free moving particle is much higher than the sensitivity of any other diagnostic method provided the sensor is mounted on the same compartment (i.e. between flanges/insulators) containing the particles.
 - In the case of free metallic particles in GIS, an estimation of the criticality of the particle (its jump height, mass and length) can be performed.
 - PD source location in GIS in service and in power transformers in lab is more efficient with this method.

C.5 Rotating machines

PD occurs for many reasons in stator windings rated 3,3 kV and above. The insulation in most modern stator windings are made from layers of mica paper tape bonded together with an epoxy or polyester resin. PD can occur within voids in the main groundwall insulation due to

- poor impregnation during manufacturing,
- thermal aging which causes the resin to degrade (producing gas),
- machine load cycling that causes shear stresses within the insulation.

In addition, PD can occur on the surface of stator bars and coils due to

- loose bars or coils in the stator core,
- poorly manufactured electric stress relief coatings,
- bars or coils that are too close together outside of the stator core.

Unlike most other types of equipment, stator windings rated 3,3 kV and higher will almost always exhibit continuous, low level PD during operation, owing to the presence of 'micro voids' which are a normal by-product of the manufacturing processes. The winding insulation is designed to withstand this low level PD and thus does not pose a risk to long service life due to the presence of mica. However, experience shows that if the PD levels are "high", or the PD increases over several years, then repairs or winding replacement is prudent.

PD pulses in stator windings produce thousands of pulses per second due the large number of PD sites that are typically present in a stator. The PD pulses have risetimes in the few nanoseconds range. As described in IEC TS 60034-27, these current pulses travel through a well-defined surge impedance in the stator slot, and a complex inductive-capacitive network in the stator end-windings. Thus a PD pulse excites many resonance modes, and the transmission of the PD current from the PD site to the machine terminals where PD is often measured, is very complicated. Attenuation and dispersion of the PD current pulse as it propagates through the winding is greatly dependent on many factors such as end-winding length, capacitance between the end-windings, the resistivity of the slot conductive coating, winding connections, etc.

Most off-line PD tests in stator windings are done according to IEC TS 60034-27 in the low frequency range to minimize PD pulse attenuation through the winding. Most on-line PD testing of stator windings is done in the VHF frequency range or above, to reduce the risk of false indications due to electrical interference (see IEC TS 60034-27-2). In rotating machines, acoustic measurement methods are sometimes used to locate surface PD sites within the stator windings using 40 kHz directional microphones.

Concerning electromagnetic sensors in rotating machine stator windings, capacitive sensors are the most common VHF sensors. Typically they are used in the 30 MHz to 300 MHz range, and are installed on the high voltage terminals of the machine. In many cases, two capacitive sensors per phase are used to determine from what direction a pulse is originating. In this way, stator winding PD can be distinguished from noise on the basis of relative time of pulse

arrival at the two sensors. In addition, noise occurring some distance from the machine terminals, or that radiates from the rotor winding to the stator winding, has a longer pulse rise time (lower frequency content) than PD that is near to the PD sensor. Thus measurement in the VHF range permits noise discrimination based on time of pulse arrival as well as pulse shape.

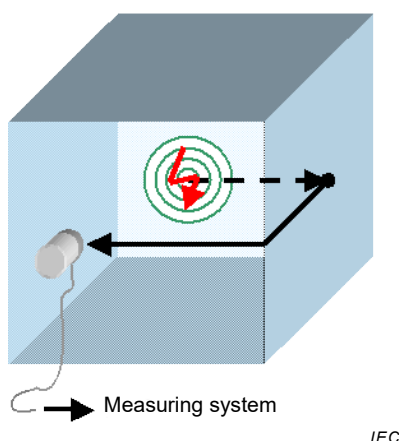
Another VHF sensor sometimes used in rotating machines is a directional electromagnetic coupler, known as a stator slot coupler. It is installed in the same stator slot as bars operating at high voltage (and thus most prone to PD). PD in the same slot as the coupler is detected as a non-oscillatory pulse with a duration less than 6 ns. In contrast, noise or PD from outside of the slot is detected as an oscillatory pulse with a width > 8 ns. Thus this type of PD sensor has very high noise immunity, but can only reliably detect PD in the slot in which it is installed.

A performance check is usually done by injecting a short duration pulse (< 10 ns wide) into the machine terminals. It is best to use a pulse generator with an internal impedance of less than a few ohms, and make sure all signal and earthing leads are < 50 cm in length. The detected magnitude should be recorded on an oscilloscope. The detected pulse magnitude should be approximately the same for all PD sensors on the stator winding. A sensitivity check is usually not possible for testing of complete stator windings. This is because the inductive-capacitive and distributed impedance nature of the winding leads to a complex impedance vs. frequency response, making calibration into pC difficult and highly dependent on the winding characteristics and the PD detector frequency range (see IEC TS 60034-27).

C.6 Transformers

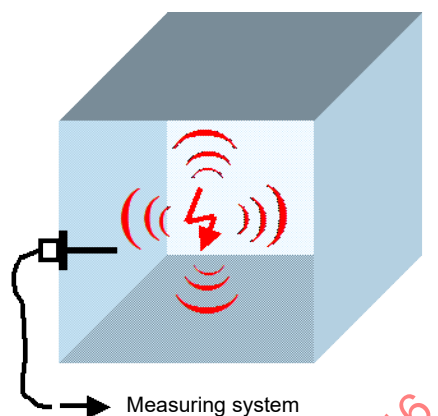
C.6.1 Physical background of high frequency and acoustic PD phenomena on transformers

PD in oil appear, in addition to the measurable electrical pulses, as source of acoustic waves in the ultra-sonic range (20 KHz to 1 MHz) and electromagnetic waves up to the UHF range (0,3 GHz to 3 GHz). Especially for onsite/online PD measurements, acoustic or electromagnetic measurements are possible, helpful and advantageous. In Figure C.2 the underlying physical principle of the detection processes considered in this work (although certain further aspects are examined) are roughly illustrated.



IEC

Figure C.2a – Acoustic case



IEC

Figure C.2b – Electromagnetic case

Key

- PD (partial discharge)
- Sound field (acoustic waves)
- Electromagnetic waves
- Piezoelectric sensor
- Example UHF sensor "monopole"

Figure C.2 – Illustration of the physical principle of acoustic and electromagnetic PD detection in an oil/paper insulated transformer

C.6.2 UHF PD signals in transformers

In the UHF case, the electromagnetic waves emitted from the PD may reach – after possibly several reflections inside the tank – a sensor applied, in the easiest case, through a drain valve. Working with properly shielded equipment on transformers results in an almost perfectly closed Faraday cage (excluding the dielectric openings of the bushings). Hence external disturbances are suppressed effectively. The propagation velocity of the UHF waves is, depending on the resulting ϵ_r , estimated to about $2/3 \times c_0$ or 2×10^8 m/s (c_0 denoting the speed of light). A reasonable frequency range of investigation might be limited 200 MHz to 2 GHz.

C.6.3 Acoustic PD signals in transformers

Acoustic PD signals are radiated as sound field which ideally propagates as a spherical pressure (longitudinal) wave until reaching the transformer housing (Figure C.2, dashed line) where more complicated modes and propagations paths can be initiated (solid line, which demonstrates a possible so-called structure-borne path e.g. for sensors not directly mounted normal to the PD source).

Insulation materials (e.g. solid insulation parts or oil) basically feature a low-pass character and the acoustic attenuation increases with good approximation proportional to the square of the frequency f^2 . Practically usable frequency ranges for acoustic PD measurements has an upper limit defined by undue attenuation of material and a lower limit mainly marked out by disturbances as e.g. the so-called core-noise.

The used frequency range of piezoelectric sensors mounted on the outside of the transformer housing lies within 10 kHz to 300 kHz. The sound velocity in oil for operational temperatures between 50 °C and 80 °C vary from around 1240 m/s to 1 300 m/s.

C.6.4 Spatial location of PD sources in liquid-insulated transformers/reactors

PD location on transformers is grouped into two major tasks. First evidence of PD (detection process) is to be provided as sensitive as possible and to distinguish it from any potential

disturbances at the same time. Secondly the determination of the failure origin (location of the PD) has to be performed.

Mostly measured signal propagation times are used to calculate the origin of signals. This classically often was referred to as triangulation (Figure C.3).

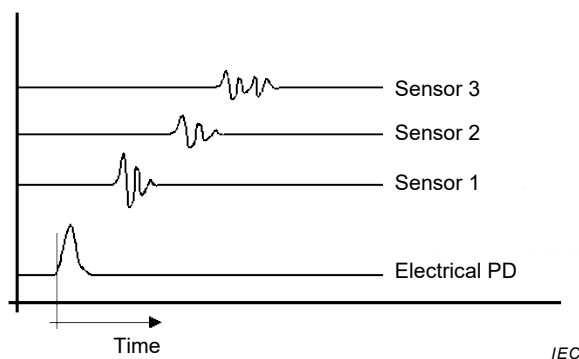


Figure C.3a – Electric PD signal and three acoustic signals

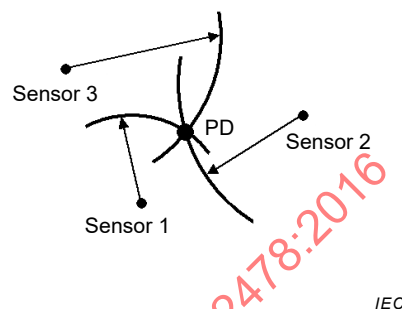


Figure C.3b – Triangulation

Figure C.3 – Classical arrival time based PD location for transformers/reactors with a combination of the electric and acoustic PD signals

Within transformers/reactors PD can be modelled as a point source radiating an acoustic and electromagnetic wave in a homogenous medium (using e.g. an average sound velocity). The appropriate non-linear observation equations are in the simplest case characterized by sphere functions around the acoustic sensors which intersect at the PD origin (Figure C.2b). This requires a signal defining the instant the PD occurs and corresponds mathematically to an absolute time measurement.

Three main variants of arrival-time-based geometric PD location can be distinguished:

- all-acoustic PD location using only acoustic PD signals;
- mixed electro-/electromagnetic-acoustic PD location using acoustic PD signals in combination with either electromagnetic or electric PD signals;
- all-electromagnetic PD location using solely multiple electromagnetic PD signals from various on the transformer mounted UHF sensors.

C.7 Cable/accessories

The quality of production of extruded cables is checked by routine tests at the manufacturer's plant according to relevant standards. Installation of accessories on site has an additional risk of introducing faults. Small particles, dust, and moisture droplets etc. might lead to defects in electrically critical locations of the accessories, possibly leading to a reduced lifetime of the cable system or to failures. With suitable sensors placed directly at the accessories this information can be derived by measuring of partial discharge current pulses during the after installation dielectric tests and later, during operating of the equipment.

The advantages of the PD coupling directly at the accessories, as opposed to conventional PD coupling at the end of the cable, become more visible with increasing length of the cable systems. PD pulses are significantly attenuated when travelling along the cable. Fast PD pulses have the wave shape of few nanoseconds wave tail and consequently a frequency spectrum up to GHz range. With increasing cable length, the cable acts as a low pass filter with decreasing corner frequency. The higher the integration frequency range, the larger will be attenuation of the measured apparent impulse charge. The large attenuation of high frequency components makes the surge front smoother. For example, with a frequency band detector over 50 MHz only about 10 % of initial spectral energy of the PD pulse can be

detected after travelling 500 m along a 230 kV cable. Therefore for long cables (> 500 m), the detected frequency should be lower to achieve better measurements accuracy and cover a longer cable length. In the cases of short cables or when only local areas are monitored, a higher frequency may be used to improve the measurement sensitivity and achieve better noise reduction.

The fact that the attenuation of high-frequency signals get stronger with increasing cable length is the main reason that meaningful PD measurements and PD location at the end of extruded cable systems are limited to approx. 2 km cable length. When PD coupling is performed using sensors directly at the cable accessories the attenuation of high-frequency signals leads to the desirable effect of noise reduction. Independently of the selected sensors, PD measurements should be carried out simultaneously at all cable accessories to recognize all PD activity as early as possible. Synchronous PD measurements on all accessories of a cable system are possible by using optical fibers for communication and synchronization of the distributed measuring system

Different kinds of PD sensors are used to detect PD directly at the accessories. They are based on capacitive e.g. coaxial foil electrodes, inductive (e.g. Rogowski coil, ferrite HF transformers) or electromagnetic field coupling (e.g. directional coupler sensors DCS). In order to maximize the signal-to-noise-ratio, these sensors are designed for HF or UHF detection.

The capacitive PD sensor is an electric field sensor and can easily be designed as an integral part of the accessory itself. In general, constructive elements of the accessory like stress cone electrodes can be advantageously used as a sensor, whereas the high-voltage functions of the configuration are not affected, especially in case of fast transient overvoltages. The capacitive current is typically shunted via a section of the outer semiconducting layer of the power cable, resulting in 1st order high-pass characteristic. The upper cut-off frequency of a typical capacitive sensor is at about 10 MHz and usually each joint will have only one capacitive sensor so time-of-arrival measurements for exact localization of a PD defect inside the joint become impossible. Localization not only requires a second sensor but also a sufficient measuring frequency bandwidth to achieve high accuracy.

To enable precise localization of accessory-internal PD defects, dual-sensor UHF PD detection is required. High-frequency pulses travelling along a cable are strongly attenuated within the operating frequency range of a capacitive sensor so that a differentiation of the PD origin can be reliably performed by evaluating the decrease of the pulse amplitude from the PD source to the point of measurement as well as by observing the pulse deformation. In this manner, external disturbances (e.g. corona) can accurately differentiated from PD signals caused by a defective joint by using the measurement set-up itself as signal filter.

When applying synchronous PD detection for distributed PD sensors, accurate time-of-arrival measurement enables determination of pulse propagation direction and therefore PD pulse origins can be reliably differentiated.

If only one capacitive sensor is installed in a joint, on site calibration is not possible. Since capacitive sensors are integrated components of cable accessories, retrofitting of capacitive sensors is almost always impossible.

Inductive PD sensors are sensitive to the magnetic field components. They become advantageous if built-in PD sensors are not available. In this case, inductive sensors mounted on screen or cross-bonding (CB) links can provide an easy access for sensitive PD detection at cable accessories. CB link boxes are also accessible for direct buried systems.

A directional coupler sensor (DCS) is a passive RF-device, which couples energy to different output ports, depending on the pulse travelling direction. The directional coupler principle can be applied for PD detection on high voltage cables using a specially designed sensing electrode with two coaxial outputs. The sensing electrode is completely shielded and therefore insensitive to external interferences.

The directional coupler is characterized by two basic properties, the coupling attenuation, which corresponds to the sensitivity of the sensor and the directivity, which determines the ability to distinguish between different pulse travelling directions by the magnitude relations of both outputs of the directional coupler sensor.

Logical combination of the different coupling configurations can clearly classify the origin of the signal and thus differentiate external disturbances from PD from the accessory. In order to achieve a high sensitivity as well as a high directivity, the sensor is usually adjusted to the properties of the high voltage cable and mounted directly on outer semiconducting layer.

Though directional coupler sensors show excellent intrinsic capability to distinguish between external and (accessory) internal PD, practical applications were quite rare. Compared to alternatives, DCS need specific adaptation to the cable design, especially to the UHF characteristic of the outer semiconducting layer, requiring HF specialists. The DCS signal processing (4 channels for each joint, UHF) is more costly than single-channel signal processing. Moreover, noise level detected with capacitive or inductive sensors at joints on site does not require more sophisticated (and more expensive) PD sensors. DCS works perfect for joints and GIS terminals, but not for outdoor terminals, where a second DCS could not be applied. Unfortunately, outdoor terminals show highest noise levels and so best possible discrimination between external and internal PD would be highly appreciated. When really needed, DCS would not help. Consequently, non-directional UHF sensors are applied in case of cable terminals.

A PD detection sensitivity of a few pC could also be achieved by means of UHF sensors which are adopted external to the cable accessories under operation voltage.

In the case of UHF sensor on cable termination, each of them is embedded in a post insulator located between base plate and earth. The sensors are fully enclosed in cast resin housing and thus are suitable for outdoor use, as the post insulator can withstand temperatures of up to 55 °C. At the firmly bonded end of the sheath the sensors are in parallel to the earth connection. At the open end the sensor type with internal capacitor is applied for blocking induced currents.

In general, the attenuation of the PD pulses is a function of frequency. Therefore, detecting PD in the UHF band (300 MHz to 3 000 MHz), that has only a few known discrete interferences, also has the advantage of the distance selectivity of only several meters. This can be perfectly used for the diagnosis of the concentrated equipment such as cable termination.

Due to the symmetrical configuration of power cables each PD event produces two equal current pulses. Charge magnitude of each of them amounts one half of the initial entire impulse. Both impulses travel away from the PD source in both directions. At the remote end of the cable section, which is generally open during the PD measurement, a full reflection occurs. Therefore at the near end of the cable, where the PD coupling unit is connected, not only the direct pulse but also the reflected pulse can be detected. This occurrence is used for location the PD site using the time domain reflectometry (TDR).

PD pulses are also partly reflected at joints due to small change of wave impedance depending on joint design and materials. When cross-bonding (CB) is applied on long three-phase cable systems, PD pulses can change between the phases.

Check-of-performance of the PD measuring system composed of PD acquisition units located at cable accessories and measuring PD at all device locations synchronously can be performed according to the following steps:

Step 1 – Verification of the functional readiness of the measuring system

The functional readiness of the measuring system (of all PD sensors, acquisition units and measuring channels) shall be verified. The internal test signal generator of each PD measuring unit can be used for such verification.

Step 2 – Verification of the synchronous behaviour of the PD measuring system

For this scope, the calibration pulses of appropriate magnitude shall be fed in via one cable outdoor termination. The PD units shall be connected in synchronous way. The calibration signal and its part-reflection at the next accessory shall clearly be distinguished from the background noise level from all connected units.

Step 3 – Determination of PD impulse attenuation, damping and dispersion

The following parameters shall be determined:

- PD impulse attenuation, damping and dispersion along the cable line;
- velocity of the calibration signal in the cable line;
- best frequency ranges for PD measurements at all PD units (with highest signal to noise ratio);
- PD detection path division factor for every chosen frequency range.

Step 4 – Final functional check of the measuring system at corona PD – "wire test"

If the external source of the voltage is available (e.g. during after installation test), it is recommended to perform the so called "wire test". The copper wire shall be connected to high voltage and directed to ground. The high voltage shall be applied to generate the corona discharge on the wire. The PD units shall detect the simulated phenomena and the attenuation of the signal shall be observed for the frequency ranges chosen for the measurements. The "wire test" demonstrates the functionality of all PD stations and measuring channels. The frequency dependent attenuation of corona PD signal demonstrates the selectivity of PD measurements at the individual accessories. The interference from the test setup shall not play any role.

Bibliography

IEC TS 60034-27-2, *Rotating electrical machines – Part 27-2: On-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines*

IEC 60060-2, *High-voltage test techniques – Part 2: Measuring systems*

IEC TS 61934, *Electrical insulating materials and systems – Electrical measurement of partial discharges (PD) under short rise time and repetitive voltage impulses*

IEC 62068:2013, *Electrical insulating materials and systems – General method of evaluation of electrical endurance under repetitive voltage impulses*

ASTM E976, *Standard Guide for Determining the Reproducibility of Acoustic Emission Sensor Response*

ASTM E1106, *Standard Test Method for Primary Calibration of Acoustic Emission Sensors*

CIGRE, Joint Task Force 15/33.03.05: Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method; Electra No. 183, April 1999

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 62478:2016

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	36
INTRODUCTION.....	38
1 Domaine d'application.....	39
2 Références normatives	39
3 Termes et définitions	39
4 Phénomènes électromagnétiques liés à une décharge partielle.....	42
4.1 Contexte physique	42
4.2 Aspects de transmission.....	42
4.3 Systèmes de mesure	42
4.3.1 Champs électriques/électromagnétiques.....	42
4.3.2 Plages de fréquences.....	42
4.3.3 Capteurs.....	43
4.3.4 Influences liées à l'instrument	44
4.3.5 Grandeurs des instruments	45
4.3.6 Contrôle des caractéristiques et contrôle de sensibilité	46
5 Phénomènes acoustiques liés à une décharge partielle	47
5.1 Contexte physique	47
5.2 Aspects du trajet de transmission	47
5.3 Systèmes de mesure	48
5.3.1 Généralités	48
5.3.2 Capteurs.....	48
5.3.3 Grandeurs des instruments	49
5.3.4 Contrôle des caractéristiques et contrôle de sensibilité	49
6 Localisation des sources de décharges partielles	50
6.1 Généralités	50
6.2 Méthodes électromagnétiques	51
6.3 Méthodes acoustiques.....	51
6.4 Méthodes électromagnétiques et acoustiques mixtes	51
Annexe A (informative) Avantages et inconvénients des mesurages électromagnétiques.....	52
A.1 Avantages.....	52
A.2 Inconvénients.....	52
Annexe B (informative) Avantages et inconvénients des mesurages acoustiques des décharges partielles.....	53
B.1 Avantages.....	53
B.2 Inconvénients.....	53
Annexe C (informative) Aspects spécifiques à l'application	54
C.1 Appareillages à isolation gazeuse (GIS)	54
C.2 Méthodes VHF et UHF	54
C.3 Méthodes acoustiques.....	55
C.4 Vérification de la sensibilité des mesurages électromagnétiques et acoustiques effectués sur un appareillage à isolation gazeuse	57
C.4.1 Généralités	57
C.4.2 Vérification de la sensibilité des mesurages UHF.....	57
C.4.3 Vérification de la sensibilité des mesurages acoustiques	57
C.4.4 Localisation des sources de décharges partielles à l'intérieur d'un appareillage à isolation gazeuse.....	58

C.4.5	Mesurages du temps de vol avec la méthode UHF	58
C.4.6	Analyse de réduction des signaux	59
C.4.7	Méthodes acoustiques de localisation.....	59
C.5	Machines tournantes	60
C.6	Transformateurs.....	61
C.6.1	Contexte physique des phénomènes de décharges partielles à haute fréquence et acoustiques sur les transformateurs	61
C.6.2	Signaux UHF de décharges partielles dans les transformateurs	62
C.6.3	Signaux acoustiques de décharges partielles dans les transformateurs	62
C.6.4	Localisation spatiale des sources de décharges partielles dans les transformateurs / bobines d'inductance à isolation liquide	63
C.7	Câbles/accessoires	64
	Bibliographie	68
	Figure 1 – Classification des instruments pour le traitement des signaux.....	45
	Figure 2 – Vue d'ensemble des aspects importants de la détection électromagnétique des décharges partielles	46
	Figure 3 – Vue d'ensemble du contrôle des caractéristiques et du contrôle de sensibilité avec différents appareils.....	47
	Figure C.1 – Localisation des défauts par mesurage du temps de vol.....	58
	Figure C.2 – Représentation du principe physique de détection acoustique et électromagnétique des décharges partielles dans un transformateur à isolation à l'huile/papier	62
	Figure C.3 – Localisation classique des décharges partielles basée sur le temps d'arrivée pour les transformateurs/bobines d'inductance avec combinaison des signaux électriques et acoustiques de décharges partielles	63

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TECHNIQUES D'ESSAIS À HAUTE TENSION – MESURAGE DES DÉCHARGES PARTIELLES PAR MÉTHODES ÉLECTROMAGNÉTIQUES ET ACOUSTIQUES

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Électrotechnique Internationale (IEC) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de l'IEC). L'IEC a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. À cet effet, l'IEC – entre autres activités – publie des Normes internationales, des Spécifications techniques, des Rapports techniques, des Spécifications accessibles au public (PAS) et des Guides (ci-après dénommés "Publication(s) de l'IEC"). Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'IEC, participent également aux travaux. L'IEC collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de l'IEC concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de l'IEC intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de l'IEC se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de l'IEC. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que l'IEC s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; l'IEC ne peut pas être tenue responsable de l'éventuelle mauvaise utilisation ou interprétation qui en est faite par un quelconque utilisateur final.
- 4) Dans le but d'encourager l'uniformité internationale, les Comités nationaux de l'IEC s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de l'IEC dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de l'IEC et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) L'IEC elle-même ne fournit aucune attestation de conformité. Des organismes de certification indépendants fournissent des services d'évaluation de conformité et, dans certains secteurs, accèdent aux marques de conformité de l'IEC. L'IEC n'est responsable d'aucun des services effectués par les organismes de certification indépendants.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à l'IEC, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de l'IEC, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de l'IEC ou de toute autre Publication de l'IEC, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de l'IEC peuvent faire l'objet de droits de brevet. L'IEC ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de brevets et de ne pas avoir signalé leur existence.

La tâche principale des comités d'études de l'IEC est l'élaboration des Normes internationales. Exceptionnellement, un comité d'études peut proposer la publication d'une spécification technique

- lorsqu'en dépit de maints efforts, l'accord requis ne peut être réalisé en faveur de la publication d'une Norme internationale, ou
- lorsque le sujet en question est encore en cours de développement technique ou quand, pour une raison quelconque, la possibilité d'un accord pour la publication d'une Norme internationale peut être envisagée pour l'avenir, mais pas dans l'immédiat.

Les spécifications techniques font l'objet d'un nouvel examen trois ans au plus tard après leur publication afin de décider éventuellement de leur transformation en Normes internationales.

L'IEC TS 62478, qui est une spécification technique, a été établie par le comité d'études 42 de l'IEC: Techniques d'essais à haute tension et/ou à fort courant.

Le texte de cette spécification technique est issu des documents suivants:

Projet d'enquête	Rapport de vote
42/325/DTS	42/333/RVC

Le rapport de vote indiqué dans le tableau ci-dessus donne toute information sur le vote ayant abouti à l'approbation de cette spécification technique.

Cette publication a été rédigée selon les Directives ISO/IEC, Partie 2.

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de stabilité indiquée sur le site web de l'IEC sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. À cette date, la publication sera

- transformée en Norme internationale,
- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

IMPORTANT – Le logo "*colour inside*" qui se trouve sur la page de couverture de cette publication indique qu'elle contient des couleurs qui sont considérées comme utiles à une bonne compréhension de son contenu. Les utilisateurs devraient, par conséquent, imprimer cette publication en utilisant une imprimante couleur.

INTRODUCTION

Les décharges partielles (DP) produisent des ondes électromagnétiques et acoustiques, émettent de la lumière et engendrent une décomposition chimique des matériaux isolants. Ces effets physiques et chimiques peuvent être détectés par différentes méthodes de diagnostic et par des éléments de détection appropriés (capteurs). Outre la méthode électrique dite «classique» décrite dans l'IEC 60270, il est possible de détecter et de mesurer les décharges partielles au moyen de différentes méthodes «non classiques» (voir Annexes A et B).

Il existe un besoin spécifique de fournir des recommandations relatives à deux méthodes non classiques en usage: la méthode acoustique et la méthode électromagnétique. Le présent document constitue un premier pas à cet effet.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 62478:2016

TECHNIQUES D'ESSAIS À HAUTE TENSION – MESURAGE DES DÉCHARGES PARTIELLES PAR MÉTHODES ÉLECTROMAGNÉTIQUES ET ACOUSTIQUES

1 Domaine d'application

Le présent document s'applique aux mesurages électromagnétiques (HF/VHF/UHF) et acoustiques des décharges partielles qui se produisent dans les matériaux isolants de l'appareillage électrique.

La présente norme traite d'un grand nombre d'applications et de capteurs de plages de fréquences différentes et de sensibilités diverses. La localisation des décharges partielles et le contrôle de l'étalonnage ou de sensibilité des systèmes de mesure sont également pris en considération.

2 Références normatives

Les documents suivants cités dans le texte constituent, pour tout ou partie de leur contenu, des exigences du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

IEC TS 60034-27, *Machines électriques tournantes – Partie 27: Mesures à l'arrêt des décharges partielles effectuées sur le système d'isolation des enroulements statoriques des machines électriques tournantes*

IEC 60270, *Techniques des essais à haute tension – Mesures des décharges partielles*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

L'ISO et l'IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques destinées à être utilisées en normalisation, consultables aux adresses suivantes:

- IEC Electropedia: disponible à l'adresse <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: disponible à l'adresse <http://www.iso.org/obp>

3.1

décharge partielle

DP

phénomène physique complexe qui consiste en une décharge électrique localisée provoquée par la rupture partielle d'un milieu isolant sous l'influence de la contrainte des champs électriques locaux

3.1.1

impulsions de courant de décharge partielle

impulsions de courant de DP

impulsions de courant extrêmement rapides dont le temps de montée et la largeur d'impulsion dépendent du type de décharge et de défaut ainsi que de la géométrie et de la pression de gaz

3.1.2

effets électromagnétiques d'une décharge partielle

impulsions de courant de décharge partielle entraînant l'émission d'ondes électromagnétiques transitoires à des plages de fréquences très élevées

Note 1 à l'article: Les ondes électromagnétiques générées par des signaux de décharge partielle se propagent par les matériaux diélectriques entourant la source de décharge partielle; ces signaux peuvent être détectés par différentes antennes ou différents transducteurs (capteurs).

3.1.3

effets acoustiques d'une décharge partielle

onde acoustique transitoire résultant d'une voie gazeuse surchauffée générée, de façon semblable à la foudre, par une impulsion de courant de décharge partielle

3.1.4

détection et mesurage des effets d'une décharge partielle

activités pouvant être détectées et mesurées par les méthodes suivantes:

- méthodes électriques: méthode classique (conformément à l'IEC 60270) ou méthode électromagnétique (HF, VHF et UHF)
- méthodes acoustiques
- méthodes optiques
- méthodes chimiques

Note 1 à l'article: Le mesurage des activités d'une décharge partielle constitue un critère important pour l'évaluation de l'état diélectrique des systèmes isolants des appareils électriques.

Note 2 à l'article: Le présent document traite uniquement des méthodes électromagnétiques et acoustiques.

3.2

système de mesure d'une décharge partielle

système de mesure permettant de détecter une décharge partielle non classique et comprenant un élément de détection, le trajet de transmission et un instrument de mesure

3.2.1

élément de détection

capteur ou antenne et liaison de connexion (par exemple, câble électrique ou à fibre optique) avec l'instrument de mesure

3.2.2

trajet de transmission

trajet caractérisé par les paramètres suivants:

- distance entre la localisation de la décharge partielle et le capteur
- type de transmission de signaux de décharge partielle (transmission conduite ou à couplage par champ)
- caractéristique de propagation du ou des matériaux diélectriques telle que la dispersion, l'affaiblissement, la résonance, la réflexion ou la diffraction

3.2.3

instruments de mesure d'une décharge partielle

instrument de mesure qui utilise différentes combinaisons de techniques numériques et analogiques de présentation des signaux de décharge partielle afin de faciliter leur interprétation et leur évaluation

Note 1 à l'article: Les signaux de décharge partielle mesurés sont influencés par la différence de comportement du milieu diélectrique (gazeux, liquide ou solide) concernant la propagation des signaux acoustiques ou électromagnétiques. Ils proposent par ailleurs différentes méthodes d'évaluation des données dans le domaine temporel et le domaine fréquentiel, selon les différentes largeurs de bandes de l'élément de détection et de l'instrument de mesure.

3.3

contrôles du système de mesure d'une décharge partielle

ensemble complexe de matériels dont le fonctionnement approprié et correct est garanti par des méthodes de contrôle des caractéristiques

3.3.1

contrôle des caractéristiques

contrôle permettant de garantir le fonctionnement correct du système de mesure complet, du capteur à l'instrument de mesure d'une décharge partielle, généralement par injection d'un signal artificiel

Note 1 à l'article: Le choix des caractéristiques des domaines temporel et fréquentiel du ou des signaux artificiels injectés utilisés pour le contrôle des caractéristiques vise à reproduire de manière appropriée le phénomène de décharge partielle mesuré, avec les paramètres du système de mesure d'une décharge partielle, par exemple, largeur de bande, type de capteur, etc.

Note 2 à l'article: Lors du contrôle des caractéristiques, il n'est pas nécessaire de soumettre l'objet en essai à des ondes électromagnétiques ou acoustiques: des contrôles simples sont possibles.

3.3.2

contrôle de sensibilité

contrôle permettant d'établir la corrélation quantitative entre la charge apparente de la décharge partielle (en unités, par exemple en pC) et la grandeur mesurée et affichée par le système de mesure électromagnétique ou acoustique de décharge partielle, généralement par l'injection d'un signal artificiel

Note 1 à l'article: Les caractéristiques des domaines temporel et fréquentiel ainsi que l'ampleur du ou des signaux à injection artificielle utilisés pour le contrôle de sensibilité sont généralement issues d'un laboratoire de mesure qui compare simultanément la sortie du système de mesure électromagnétique ou acoustique d'une décharge partielle avec le mesurage d'une source de décharge partielle réelle dans une configuration d'essai définie dans l'IEC 60270.

Note 2 à l'article: Lors du contrôle de la performance il n'est pas nécessaire de soumettre l'objet en essai à des ondes électromagnétiques ou acoustiques afin de reproduire des signaux de décharge partielle réels.

3.4

grandeurs et unités

3.4.1

tension de sortie du capteur

réponse du capteur électromagnétique ou acoustique exprimée en V ou en dBmV

3.4.2

ouverture efficace du capteur

rapport entre la puissance de sortie maximale du capteur et la densité de puissance du champ électrique entrant

Note 1 à l'article: L'ouverture efficace du capteur est exprimée en mm².

Note 2 à l'article: Dans ce cas, la grandeur mesurée est l'énergie d'impulsion provenant d'un champ électrique transitoire généré par le signal de décharge partielle.

3.4.3

hauteur effective du capteur

longueur effective du capteur

rapport entre l'amplitude de tension de sortie du capteur (en V) et l'intensité du champ électrique entrant (en V/mm)

Note 1 à l'article: La hauteur effective du capteur est exprimée en mm².

Note 2 à l'article: La tension de sortie type est une impulsion de tension transitoire.

3.4.4

facteur d'antenne

inverse de la hauteur ou de la longueur effective définie comme le rapport entre l'intensité du champ électrique entrant (en V/mm) et l'amplitude de tension de sortie du capteur (en V)

Note 1 à l'article: Le facteur d'antenne est exprimé en mm^{-1} .

4 Phénomènes électromagnétiques liés à une décharge partielle

4.1 Contexte physique

Les temps de montée courts des courants d'impulsion de décharge partielle ($< 1 \text{ ns}$) excitent les ondes électromagnétiques comprises entre la plage HF et la plage UHF (de 3 MHz à 3 GHz) ainsi que les ondes électromagnétiques plus grandes auxquelles sont soumis plusieurs matériaux isolants. La vitesse de propagation des ondes UHF résultantes dépend de la permittivité relative ϵ_r résultante. Par exemple, dans l'huile, elle est estimée à environ $2/3 \times c_0$ ou $2 \times 10^8 \text{ m/s}$ (c_0 désignant la vitesse de la lumière dans le vide). La plage de fréquences de mesure dépend de l'appareillage spécifique.

4.2 Aspects de transmission

Les parties métalliques des enveloppes d'appareils peuvent servir de guides d'ondes ou de résonateurs et les effets tels que la dispersion, l'affaiblissement, les résonances de cavité, les ondes stationnaires, la réflexion et la diffraction sont autant de facteurs qui influent respectivement sur la propagation des signaux d'impulsion de décharge partielle et les caractéristiques d'impulsion.

Les caractéristiques du trajet de transmission dépendent généralement

- des caractéristiques et des dimensions des matériaux,
- de l'impédance électromagnétique et du comportement diélectrique du milieu diélectrique environnant,
- de la distance entre la source et le capteur.

4.3 Systèmes de mesure

4.3.1 Champs électriques/électromagnétiques

Les systèmes de mesure des décharges partielles non classiques basés sur les techniques de radiofréquence (RF) fonctionnent selon deux modes différents: un mode utilise la plage de fréquences comprise dans la surface HF/VHF, tandis que l'autre mode utilise la plage de fréquences comprise dans la surface UHF. Les champs électriques, magnétiques et électromagnétiques (par exemple, TEM_{00}) peuvent généralement être mesurés dans les plages HF et VHF. Dans la plage UHF, les mesurages concernent principalement les modes à champ électromagnétique (par exemple, TEM_{xx}).

4.3.2 Plages de fréquences

La plage HF couvre nominalelement la plage de fréquences comprise entre 3 MHz et 30 MHz et la plage VHF couvre nominalelement la plage de fréquences comprise entre 30 MHz et 300 MHz. En règle générale, les largeurs de bandes de mesure atteignent respectivement jusqu'à 3 MHz pour un mesurage en bande étroite dans les plages HF et VHF et 50 MHz et plus pour un mesurage en large bande dans la plage VHF.

La plage de fréquences UHF est nominalelement comprise entre 300 MHz et 3 GHz. Le mode de mesure appliqué dans la plage UHF est généralement soit le mode à intervalle nul à une ou plusieurs fréquences individuelles avec la largeur de bande de résolution généralement comprise entre 3 MHz et 6 MHz, soit le mode à large bande intégral.

4.3.3 Capteurs

4.3.3.1 Généralités

Les capteurs généralement utilisés dans la plage de fréquences HF et VHF sont basés sur le principe de détection capacitif, inductif et électromagnétique.

Les capteurs utilisés dans la plage de fréquences UHF sont généralement des antennes à champ proche telles que des capteurs en forme de disque ou coniques ainsi que des électrodes à gradation de champ.

Les signaux de sortie des capteurs se présentent généralement sous la forme d'impulsions oscillantes à haute fréquence. Ces signaux peuvent être représentés dans le domaine temporel comme des impulsions oscillantes avec, par exemple, la grandeur de sortie mesurée maximale de l'enveloppe. Dans le domaine fréquentiel, les signaux se présentent généralement comme le spectre issu des impulsions transitoires. Les grandeurs de sortie mesurées dans le domaine fréquentiel sont les amplitudes maximales des fréquences spectrales caractéristiques associées.

Les capteurs peuvent être caractérisés comme des impédances à haute fréquence consistant en une combinaison de valeurs composantes capacitives, inductives et résistives. Cette impédance à haute fréquence et la plage de fréquences de mesure correspondante déterminent le mode de mesure du capteur. La sortie qui en résulte est fonction de son impédance et de l'amplitude de la composante de champ transitoire associée issue du signal de décharge partielle.

La grandeur mesurée peut être une valeur d'impulsion de tension ou de courant transitoire.

4.3.3.2 Type et caractéristique

Quelques exemples de capteurs utilisés principalement dans les plages de fréquences HF jusqu'aux plages de fréquences VHF:

- condensateurs;
- transformateurs de courant;
- bobine de Rogowski;
- coupleurs électromagnétiques directifs;
- électrodes à couche;
- coupleurs à champ axial;
- sondes de tension de terre transitoire (TEV)¹;
- coupleurs résistifs.

Quelques exemples de capteurs utilisés essentiellement dans la plage UHF:

- capteurs en forme de disque et coniques;
- coupleurs à fenêtre externe;
- coupleurs à trappe;
- capteurs à barrière;
- électrodes à gradation de champ;
- capteurs à guide d'ondes;
- antennes UHF;

¹ TEV = Transient Earth Voltage.

- coupleurs électromagnétiques directifs.

La grandeur de sortie des capteurs peut être classée dans les groupes suivants:

- caractéristique de fréquence, c'est-à-dire fonction de transfert;
- maintien de la polarité;
- directivité;
- dépendant de l'amplitude de champ;
- sensibilité;
- installation dépendant de la géométrie et de l'emplacement;
- dépendant du mode;
- caractéristique de transfert;
- surface contrôlée qui doit être comprise dans la surface de réception des capteurs.

4.3.3.3 Position

Les capteurs peuvent être installés à l'intérieur du composant à haute tension ou être montés à l'extérieur au niveau des ouvertures diélectriques, en tant que regards ou clapets, par exemple. Il convient d'installer les capteurs le plus près possible de la surface de détection des décharges partielles et à l'intérieur de l'enveloppe ou de l'écran métallique du composant à haute tension.

L'installation de plusieurs capteurs dans des appareils ou des systèmes à haute tension de plus grandes dimensions présente des avantages au regard de l'amélioration de la sensibilité de mesure et de l'aide à la détection et à la localisation de la source de décharge partielle. Plusieurs capteurs peuvent être également utilisés pour le contrôle de sensibilité du dispositif.

Il convient que les capteurs n'aient aucun effet négatif sur la conception diélectrique et la fonctionnalité du composant à haute tension.

4.3.4 Influences liées à l'instrument

4.3.4.1 Traitement des signaux dans les domaines fréquentiel et temporel

Les signaux de sortie des capteurs peuvent être traités dans le domaine temporel ou fréquentiel (voir Figure 1).

Le traitement des signaux dans le domaine temporel à large bande permet de mieux représenter la forme d'onde complète de l'impulsion liée à la décharge partielle. Il permet également d'effectuer une analyse détaillée des caractéristiques de forme d'onde des impulsions uniques individuelles (par exemple, réflectométrie de décharge partielle, analyse de la forme d'impulsion de la décharge partielle, etc.).

Le traitement des signaux dans le domaine fréquentiel à bande étroite peut améliorer la capacité d'antiparasitage en présence de bruit et de perturbations externes et permet, par conséquent, d'améliorer la sensibilité dans des environnements bruyants. Il n'est pas pleinement possible d'effectuer une analyse de la forme d'onde d'une impulsion unique du fait que les limitations de largeur de bande dans le trajet de traitement altèrent les formes d'impulsions. Il est toutefois possible d'effectuer une analyse statistique dérivée, par exemple en appliquant un motif de décharges partielles à résolution de phase.

4.3.4.2 Largeur de bande de traitement

Le traitement dans le domaine temporel utilise une plage de fréquences étendue ou très étendue pour le traitement des signaux. Les filtres destinés à supprimer les perturbations uniques ou multiples sont appliqués préalablement au traitement des signaux. Le traitement du signal s'effectue ensuite à partir d'un détecteur de crête à large bande. Le signal est

ensuite représenté dans le domaine temporel généralement en synchronisation avec la phase de la haute tension appliquée.

Le traitement dans le domaine fréquentiel s'effectue généralement soit à différentes étendues de fréquences, soit en mode à intervalle nul, essentiellement sous la forme d'un récepteur accordé centré à une fréquence centrale fixe avec une largeur de bande de résolution spécifique. La sortie de ce mode à intervalle nul est généralement représentée dans le domaine temporel, par exemple de manière analogue à un écran d'oscilloscope typique ou sous la forme d'un motif de décharges partielles à résolution de phase

Le mode spectral à large bande traite la sortie soit d'un récepteur à balayage de fréquence (c'est-à-dire récepteur super hétérodyne), soit d'un analyseur communément appelé «analyseur de spectre en temps réel» sous la forme d'un spectre de puissance par rapport à la fréquence. Cette sortie peut également être représentée sous la forme d'un spectre des signaux mesurés (décharge partielle et autres signaux).

Classe	Mesurage dans le domaine fréquentiel		Mesurage dans le domaine temporel
Mode	Intervalle nul	À spectres complets	À bande ultra large
Bande de fréquence	Fréquence centrale 	Balayage en fréquence 	
Motif de DP			

IEC

Figure 1 – Classification des instruments pour le traitement des signaux

4.3.5 Grandeurs des instruments

Dans les plages HF et VHF, les grandeurs des instruments sont généralement des ampères ou des volts, compte tenu de l'application de coupleurs capacitifs et inductifs. Généralement, la sortie des capteurs UHF est également un signal en tension. Ces valeurs mesurées par les instruments sont en corrélation linéaire avec le mode à champ électromagnétique mesuré et la caractéristique de transfert des capteurs.

Toutefois, il convient de corréliser les grandeurs dérivées avec les paramètres de décharge partielle. Cette corrélation peut être linéaire, lors de l'utilisation de la tension de sortie directe du capteur UHF, ou quadratique, par exemple, par le traitement de la grandeur de puissance (W) du signal du capteur, ou de l'énergie de signal (J) associée à la résistance de mesure définie.

NOTE Les caractéristiques d'antenne du capteur UHF peuvent être décrites en termes de sa hauteur effective (m), son ouverture efficace (mm^2), son facteur d'antenne (1/m) ou son gain d'antenne (dBi).

4.3.6 Contrôle des caractéristiques et contrôle de sensibilité

La Figure 2 présente différents aspects de la méthode de détection et de mesure des ondes électromagnétiques émises par des décharges partielles.

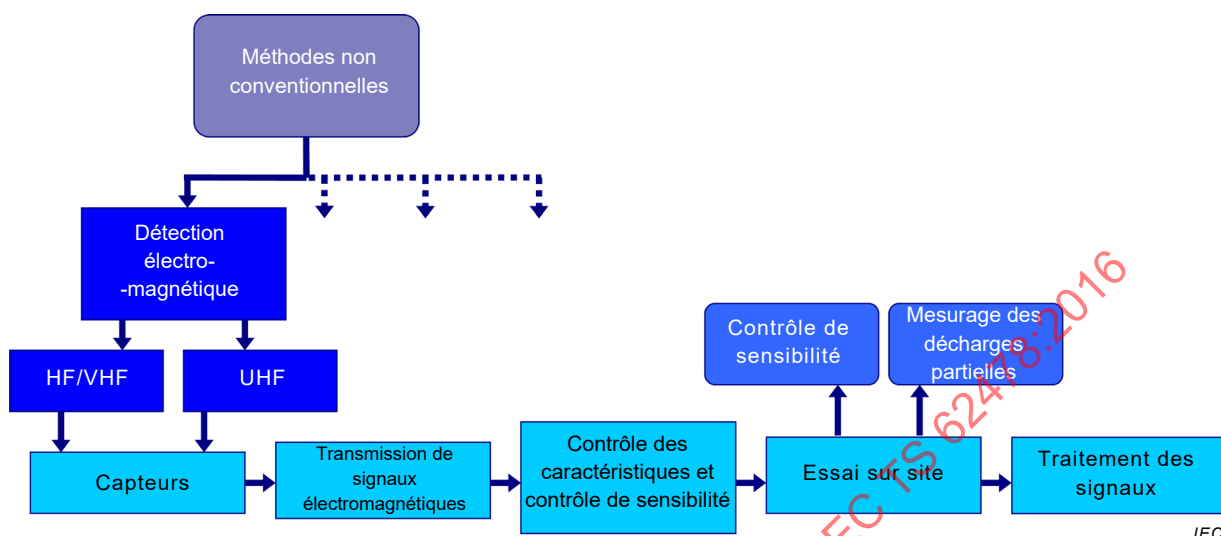


Figure 2 – Vue d'ensemble des aspects importants de la détection électromagnétique des décharges partielles

Il convient de souligner que la méthode de détection électromagnétique (radiofréquence) ne permet pas une évaluation directe, sous forme d'une valeur étalonnée, de l'amplitude de décharge partielle en tant que charge apparente.

La sensibilité de détection peut toutefois être vérifiée et s'est révélée utile dans la pratique, par exemple, pour les appareillages à isolation gazeuse, les enroulements statoriques de machines tournantes, etc. La Figure 3 présente les étapes générales de réalisation d'un contrôle de sensibilité pour les appareillages à isolation gazeuse (GIS)², les transformateurs de puissance, les enroulements statoriques et les câbles d'alimentation. La Figure 2 présente une approche générale du contrôle bien que les étapes spécifiques applicables à différents appareils à haute tension soient légèrement différentes.

Il convient d'utiliser le contrôle de sensibilité pour évaluer la sensibilité de détection de la méthode électromagnétique, par exemple, méthode UHF. Le contrôle de sensibilité permet de démontrer la sensibilité de détection réalisable dans une configuration la plus défavorable par une comparaison directe dans le cadre d'un mesurage simultané, tel que défini dans l'IEC 60270, de la charge apparente (pC) à partir d'une source de décharge partielle réelle, significative et raisonnable.

Le contrôle des caractéristiques est un contrôle de fonctionnement du système de décharge partielle de mesure dans son ensemble, qui n'est pas associé généralement aux mesurages de la charge apparente.

NOTE Le contrôle des caractéristiques peut également servir à déterminer des fréquences de mesure à bande étroite appropriées.

² GIS = Gas-Insulated Switchgear.

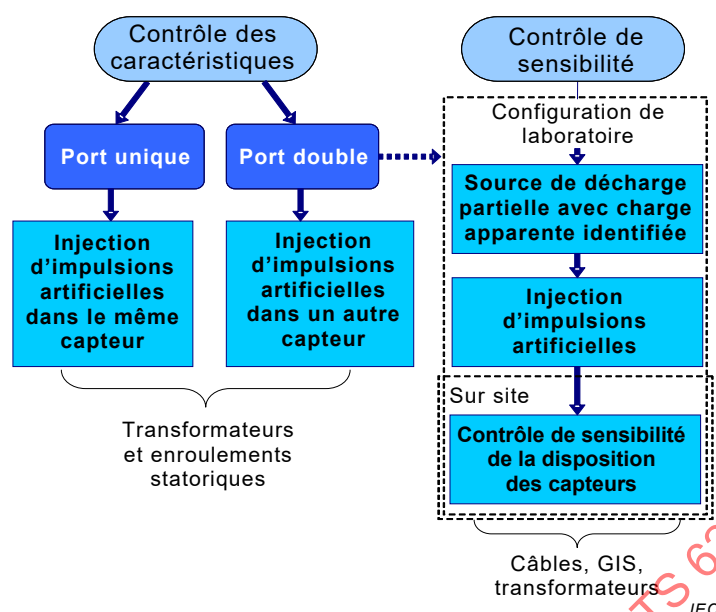


Figure 3 – Vue d'ensemble du contrôle des caractéristiques et du contrôle de sensibilité avec différents appareils

La détection des décharges partielles dans les plages HF à UHF s'applique essentiellement aux accessoires de câbles d'alimentation et aux machines tournantes dans lesquels des capteurs inductifs et capacitifs ainsi que des sondes de champ électrique de conception spéciale permettent de capturer les courants transitoires électromagnétiques. Les plages VHF et UHF sont utilisées principalement pour les transformateurs de puissance, les appareillages à isolation gazeuse et les enroulements statoriques.

5 Phénomènes acoustiques liés à une décharge partielle

5.1 Contexte physique

La détection acoustique d'une décharge partielle repose sur l'apparition effective de la décharge partielle sous la forme d'une source ponctuelle d'ondes acoustiques. Ces ondes acoustiques se répartissent dans la structure interne de l'appareil à haute tension jusqu'à ce qu'elles atteignent la surface externe. Différents types d'ondes apparaissent, associés à des vitesses de propagation différentes, et des réflexions et réfractions aux limites donnent lieu à un affaiblissement et à l'absorption des effets de diffusion. Généralement, des capteurs piézoélectriques, des capteurs de résonance sonore émise par la structure, des accéléromètres, des microphones à condensateur ou des capteurs optoacoustiques permettent de détecter les ondes acoustiques et de les convertir en signaux électriques. Les signaux acoustiques liés à une décharge partielle peuvent également être produits par des particules libres dans des appareils isolés au gaz (par exemple, GIS).

La plage de fréquences ultrasonores (comprise entre 20 kHz et 250 kHz environ) ainsi que la plage sonore (comprise entre 100 Hz et 20 kHz environ) servent généralement à la détection d'une décharge partielle. Le choix des plages de fréquences utilisées pour la détection acoustique dépend du système d'isolation pour lequel la méthode est appliquée (solide, liquide et gazeux).

5.2 Aspects du trajet de transmission

Dans les parties isolantes liquides et gazeuses, le champ acoustique rayonné se propage en théorie sous la forme d'une onde (longitudinale) à pression sphérique. Lorsque le champ acoustique atteint les parties isolantes solides ou les enveloppes, des modes plus complexes et des trajets de propagation communément appelés trajets de propagation par conduction sont généralement observés. Les vitesses des ondes acoustiques sont différentes selon les

différents milieux concernés. De ce fait, le trajet de propagation le plus court sur le plan géométrique peut ne pas être nécessairement le trajet le plus rapide suivi entre la source et le capteur.

Le trajet de transmission acoustique présente généralement les caractéristiques très importantes suivantes:

- modes de propagation de l'onde acoustique et variations de ces modes le long du trajet de transmission entre la source et l'élément de détection;
- variations de la vitesse de propagation selon les différents matériaux et les différentes conditions (par exemple, dans le cas d'une huile isolante: variation de la vitesse avec la température comparativement importante, variation de la vitesse avec l'humidité peu importante uniquement);
- dispersion: vitesse de propagation en fonction de la fréquence;
- affaiblissement des impulsions acoustiques en fonction de la fréquence dans différents matériaux ou composés isolants ainsi que dans diverses structures isolantes;
- correspondance des impédances acoustiques aux limites des matériaux, par exemple, entre l'élément de détection et l'enveloppe de l'appareil à haute tension;
- distance entre l'élément de détection et l'origine de la décharge partielle.

5.3 Systèmes de mesure

5.3.1 Généralités

Les systèmes de mesure peuvent être divisés en systèmes à contact et en systèmes sans contact (ou à distance). La détection sensible d'une décharge partielle à l'intérieur d'appareils à haute tension s'effectue principalement au moyen de systèmes de mesure à contact direct entre leurs capteurs et la structure de l'appareil, par exemple l'enveloppe.

Par ailleurs, les systèmes de mesure peuvent être également différenciés selon qu'il s'agit d'un traitement dans le domaine temporel ou d'un traitement dans le domaine fréquentiel.

5.3.2 Capteurs

5.3.2.1 Généralités

Les capteurs disponibles peuvent être divisés en capteurs piézoélectriques, microphones ou capteurs utilisant des effets acousto-optiques.

Il existe deux types de capteurs piézoélectriques montés à l'extérieur:

- a) les accéléromètres (signal de sortie proportionnel à l'accélération) à caractéristique de fréquence uniforme;
- b) les capteurs à émission acoustique (signal de sortie proportionnel à la vitesse) dont la caractéristique de fréquence présente généralement des résonances dominantes.

5.3.2.2 Type et caractéristique

Il existe des capteurs passifs ou actifs (avec une amplification du signal dans l'enveloppe du capteur). Un niveau important d'amplification du signal proche de l'élément de détection est généralement plus avantageux selon les caractéristiques de cet élément de détection.

Les caractéristiques générales d'un capteur comprennent:

- la sensibilité,
- les caractéristiques de fréquences en tant que plage de fréquences de fonctionnement (capteurs de type résonant ou réponse en fréquence uniforme),

- les caractéristiques de températures en tant que plage de températures de fonctionnement.

Compte tenu de l'affaiblissement des signaux acoustiques, il est souvent préférable d'utiliser des capteurs de type résonant à sensibilité plus élevée caractéristique dans des plages de fréquences spécifiques.

5.3.2.3 Positionnement des capteurs acoustiques pour la détection des décharges partielles

Généralement, il convient de positionner les capteurs piézoélectriques acoustiques externes à l'emplacement qui leur offre la meilleure possibilité de collecter les signaux acoustiques produits par décharge partielle, c'est-à-dire à l'emplacement dans la structure qui transmet les vibrations dans les meilleures conditions possibles. Les capteurs peuvent ainsi être positionnés à proximité de surfaces avec lesquelles des problèmes ont pu éventuellement être observés dans des essais précédents.

NOTE GIS: Les signaux acoustiques sont collectés par les capteurs placés sur la surface externe de l'enveloppe du GIS. Généralement, des bandes élastiques ou des supports magnétiques permettent de fixer les capteurs sur l'enveloppe. Le capteur est habituellement positionné en différents emplacements des appareillages à isolation gazeuse (généralement au moins un point de mesure dans chaque compartiment), étant donné que le signal acoustique qui provient du ou des défauts connaît un affaiblissement sur toute la longueur de ces appareillages à isolation gazeuse (GIS), notamment lorsque des entretoises, par exemple, sont placées entre la source de décharge partielle et la sonde de mesure.

Transformateurs: La référence à la conception du transformateur permet d'obtenir des informations utiles concernant le positionnement des capteurs. Il est recommandé d'éviter de positionner les capteurs par exemple à proximité ou directement sur la partie supérieure des nervures de raidissement de l'enveloppe du transformateur, et de choisir en revanche des surfaces entre les éléments de renfort mécanique de cette même enveloppe. Il convient de veiller aux distances de sécurité lors du positionnement des capteurs dans les parties supérieures de la cuve du transformateur. Par ailleurs, les capteurs peuvent être déplacés au cours du processus de détermination de la localisation de la décharge partielle au sein de l'enveloppe.

5.3.3 Grandeurs des instruments

Le Pascal est l'unité principale de quantification de la pression mécanique. Toutefois, les capteurs piézoélectriques utilisés dans la plupart des cas convertissent les ondes acoustiques entrantes en signaux de sortie en tension liés à l'entrée mécanique. De ce fait, la grandeur mesurée avec la plupart des instruments est exprimée en volts (V) ou en décibels (dB).

De plus, d'autres valeurs dérivées peuvent servir à interpréter les données acoustiques, par exemple, le taux d'impulsion ou le comptage d'impulsions, les histogrammes, les modèles d'impulsions synchronisés avec la phase de la haute tension appliquée, les informations relatives au domaine fréquentiel des impulsions acoustiques de décharges partielles uniques ou multiples, différents facteurs de corrélation avec la fréquence industrielle et autres facteurs.

5.3.4 Contrôle des caractéristiques et contrôle de sensibilité

À l'instar de la méthode UHF, les signaux acoustiques peuvent être mesurés soit dans le domaine temporel, soit dans le domaine fréquentiel. La vérification de la sensibilité a pour objet de vérifier l'instrument de mesure spécifique. Ce contrôle peut être effectué selon une procédure en deux étapes.

Étape 1 – Essais en laboratoire

Les essais en laboratoire, tout comme les essais définis dans la méthode UHF, sont réalisés en premier lieu pour identifier le spectre de fréquences et les niveaux de signaux à partir d'un défaut réel de décharge partielle. Le capteur et l'instrument à utiliser permettent d'enregistrer

le niveau de signaux acoustiques correspondant à un niveau de décharge connu en unités pC de charge apparente, à partir d'une source réelle de décharge partielle. En outre, il convient également de mesurer le spectre de fréquences du signal détecté.

Le dispositif de mesure acoustique enregistre ensuite le signal généré par un émetteur de signaux acoustiques artificiels. Un capteur acoustique (cristal piézoélectrique) utilisé en mode inverse (c'est-à-dire pulsé par une tension d'échelon) peut générer le signal. La possibilité de déterminer le spectre de fréquences et l'intensité du signal de la source artificielle pour qu'ils soient analogues à ceux déterminés à partir du défaut réel, permet de déterminer également une référence qui peut être appliquée pour la vérification de la sensibilité. Dans le cas du cristal piézoélectrique, un capteur approprié pulsé par une tension d'échelon et dont l'amplitude et le temps de montée ont été adaptés à l'objectif visé peut déterminer ces éléments.

Lorsque la caractéristique de fréquence du signal obtenue à partir de la source artificielle est différente de celle du signal émis avec le défaut réel, un filtre doit alors être placé entre le capteur de collecte et le dispositif de conditionnement et d'enregistrement du signal. Cette opération a pour objet de limiter les fréquences détectées à la plage adaptée au défaut réel.

NOTE Les mesurages acoustiques engendrent généralement une variation de sensibilité de 3 dB, due simplement au retrait et à la réinstallation du capteur. Les ondes acoustiques sont également fortement dispersives. Par conséquent, ces mesurages conviennent uniquement à la vérification et non à un étalonnage.

En variante au cristal piézoélectrique, une bille d'acier peut servir d'émetteur. Cette bille, dont le diamètre est exprimé en millimètres, est utilisée pour un essai de chute sur l'enveloppe à une distance fixe. Cette méthode consiste à stimuler un signal à bande de fréquences plus large que la méthode qui utilise un cristal piézoélectrique pulsé. La méthode consistant à casser une mine de crayon sur la surface de la structure s'est également révélée appropriée.

Étape 2 – Essais sur site

L'enveloppe doit faire l'objet d'une stimulation identique à celle effectuée en laboratoire pour vérifier la sensibilité et l'intégrité de l'appareil de mesure sur site. Le système de mesure complet doit être identique à celui utilisé au cours de l'essai en laboratoire.

6 Localisation des sources de décharges partielles

6.1 Généralités

Les mesurages des décharges partielles sur des dispositifs à haute tension utilisent généralement deux approches différentes de localisation de la source de la décharge partielle. Dans la première approche, des modifications des amplitudes des signaux ou des déformations des formes des signaux permettent de localiser les sources de la décharge partielle. Dans la seconde approche, la mesure des temps de propagation des impulsions des décharges partielles permet de localiser la source par calcul. Ces méthodes sont également désignées comme méthodes de localisation basée sur le temps d'arrivée ou méthodes de mesure du temps de vol. Des méthodes basées sur des techniques électromagnétiques ou acoustiques, ou une combinaison des deux techniques peuvent être utilisées.

Les méthodes de localisation basée sur le temps d'arrivée impliquent normalement d'utiliser une description ou une modélisation mathématique sous-jacente pour déterminer la localisation spatiale des décharges partielles. Les équations dérivées des observations couvrent aussi bien l'équation de différence linéaire relative aux impulsions des décharges partielles directes et réfléchies, que les systèmes non linéaires de fonctions sphériques (triangulation).

La détermination correcte du temps d'arrivée des impulsions, synonyme de la détermination du véritable point de départ de l'impulsion de la décharge partielle transitoire (ou une partie non altérée du signal caractéristique lors de sa propagation sur l'objet en essai), constitue la base fondamentale de tout processus de localisation basée sur le temps d'arrivée. Les techniques de traitement des signaux utilisent à la fois une approche de détermination

manuelle (réalisée par un analyste expérimenté) et automatique du temps. En fonction de l'appareil analysé, une autre technique, utilisée notamment lors de l'application de méthodes acoustiques, implique le débruitage du signal, qui peut comprendre le filtrage du signal, la prise en compte des valeurs moyennes du signal (calcul de la moyenne) ou les approches de débruitage basées sur les ondelettes.

6.2 Méthodes électromagnétiques

Les vitesses de propagation des impulsions électromagnétiques des décharges partielles sont bien plus élevées que celles des impulsions acoustiques des décharges partielles. Ainsi, les exigences propres aux systèmes de mesure et relatives à la résolution et à l'exactitude de la différence des temps d'arrivée sont plus strictes pour les méthodes qui utilisent les temps d'arrivée des signaux électromagnétiques. La largeur de bande globale du système de mesure (y compris les éléments de détection) influence la résolution de localisation spatiale maximale globale réalisable. De ce fait, selon l'application des parties de spectre plus larges sont habituellement exigées dans la plage VHF ou UHF.

La garantie du caractère exact des modèles mathématiques appliqués nécessite une attention particulière selon les caractéristiques de propagation des signaux dans l'appareil soumis à l'essai. Par exemple, l'hypothèse de trajets de propagation directs pour les signaux UHF diffusés ou diffractés sans correction des temps d'arrivée mesurés peut produire des résultats de localisation erronés.

6.3 Méthodes acoustiques

Des approches basées sur les signaux et/ou le temps d'arrivée des signaux permettent de réaliser la localisation complètement acoustique des décharges partielles. En outre les mesurages sont subdivisés en mesurages à voie simple ou à plusieurs voies selon l'appareil à haute tension.

La fonction fondamentale des mesurages de la localisation des décharges partielles basée sur le temps d'arrivée consiste à fournir un nombre suffisant de signaux acoustiques enregistrés simultanément pour résoudre les équations respectives dérivées des observations. Cette fonction permet ainsi de déterminer la localisation des décharges partielles.

Étant donné que les mesurages complètement acoustiques des décharges partielles peuvent être affectés par une sensibilité de détection limitée aux défauts faibles ou non apparents dus aux décharges partielles, une technique de calcul des valeurs moyennes à déclenchement acoustique permet d'améliorer la sensibilité acoustique. Un signal acoustique de décharge partielle répétitif mesurable au moins sur une voie du système de mesure représente une exigence essentielle pour que l'application de cette méthode soit concluante.

6.4 Méthodes électromagnétiques et acoustiques mixtes

En comparaison avec les signaux électromagnétiques des décharges partielles, le trajet de propagation des signaux acoustiques des décharges partielles présente souvent un affaiblissement comparativement plus important entre la source et l'élément de détection. La combinaison des deux méthodes (détection acoustique des décharges partielles et détection électromagnétique des décharges partielles) permet d'améliorer la sensibilité des mesurages acoustiques.

Autre avantage non négligeable du couplage des mesurages électromagnétiques et acoustiques: cette méthode permet une plus grande confiance dans les résultats des essais combinés de décharge partielle. Sur la base de l'hypothèse selon laquelle le bruit acoustique ne produit généralement pas de signaux électromagnétiques internes, les perturbations électromagnétiques ne produisent généralement pas non plus de signaux acoustiques. Une relation de phase stable est généralement exigée afin que les signaux soient considérés comme des décharges partielles.

Annexe A (informative)

Avantages et inconvénients des mesurages électromagnétiques

A.1 Avantages

Les principaux avantages des méthodes de mesure VHF et UHF des décharges partielles comprennent, par rapport aux techniques de mesure classiques des décharges partielles décrites dans l'IEC 60270, les éléments suivants:

- Une plus grande immunité aux perturbations et au bruit, ce qui signifie qu'il est possible de mesurer la sensibilité à une décharge partielle avec des sources d'alimentation en courant alternatif intrinsèquement bruyantes ou même lorsque l'objet en essai est raccordé au réseau d'alimentation. Ceci permet de réduire fortement les coûts de réalisation des essais de décharge partielle et accroît la probabilité d'obtenir des résultats fiables.
- Les méthodes VHF et UHF peuvent souvent servir à localiser la source de la décharge partielle, la résolution spatiale pouvant être utile pour déterminer les sites réels qui présentent des défauts.
- Les méthodes VHF/UHF permettent parfois de déterminer la nature de la source de la décharge partielle dans la mesure où des détecteurs VHF/UHF à large bande permettent de conserver la forme d'impulsion et les fréquences associées.
- Antiparasitage:
 - Rapport signal-bruit plus important lors de la mesure des décharges partielles dans la plage VHF/UHF puisque la plus grande partie de l'énergie issue du bruit électromagnétique dans le réseau d'alimentation tend à être générée à des fréquences inférieures à plusieurs MHz.
 - Utilisation de deux capteurs ou plus et identification des temps d'arrivée relatifs des impulsions au niveau des deux capteurs ou plus afin de séparer le bruit des impulsions des décharges partielles.
- La largeur de bande de fréquences importante utilisée dans les méthodes de détection VHF/UHF résout généralement mieux les différentes caractéristiques des domaines fréquentiel et temporel et permet ainsi de déterminer les différents types et/ou les différentes localisations des décharges partielles au sein de l'appareil.

A.2 Inconvénients

Le principal inconvénient des méthodes VHF/UHF réside dans l'impossibilité d'étalonner de manière unique l'amplitude de la décharge partielle en termes de sa charge apparente (par exemple exprimée en picocoulombs), comme indiqué au 4.3.6.

Autres inconvénients:

- La nécessité du fonctionnement du matériel de détection UHF/VHF à des fréquences plus élevées et le coût plus élevé des composants exigés contribuent à l'utilisation d'un matériel d'essai dans son ensemble souvent plus coûteux que les systèmes classiques de détection des décharges partielles.
- Dans le cadre des essais de décharge partielle en fonctionnement et sur site, les capteurs et leur installation physique ne peuvent généralement être utilisés qu'avec un seul type d'appareil à haute tension pour réaliser la séparation du bruit et/ou l'antiparasitage. Cela signifie qu'il n'est pas souvent possible d'utiliser les capteurs destinés à détecter les décharges partielles des appareillages à isolation gazeuse pour mesurer les décharges partielles dans les transformateurs ou les enroulements statoriques. Ainsi, les systèmes VHF/UHF tendent à être utilisés de façon plus spécifique.

Annexe B (informative)

Avantages et inconvénients des mesures acoustiques des décharges partielles

B.1 Avantages

Les mesures acoustiques effectuées sur un matériel à haute tension permettent principalement de détecter, identifier et localiser les sources de décharges partielles.

Avantages:

- Matériel à coût réduit (capteur acoustique et dispositif d'acquisition des décharges partielles).
- Mesures relativement faciles à effectuer.
- Il s'agit d'une méthode non invasive: les capteurs sont disposés sur la surface externe de l'enveloppe au cours du fonctionnement normal du matériel.
- Immunité au bruit électromagnétique existant dans le poste: des capteurs à émissions acoustiques fonctionnant dans des plages de fréquences ultrasonores sont généralement utilisés.
- La combinaison des mesures acoustiques et des mesures électriques des décharges partielles permet d'augmenter la sensibilité (méthode classique et/ou UHF).
- Il est facile d'effectuer le contrôle des caractéristiques du système acoustique sur site.

B.2 Inconvénients

Inconvénients:

- Selon le trajet existant entre la source de la décharge partielle et le capteur, des facteurs d'affaiblissement comparativement élevés peuvent accroître la durée nécessaire pour les mesures sur site.
- Sensibilité réduite pour la localisation des sources de décharges partielles dans les transformateurs de puissance sur le terrain.
- Le signal acoustique ne peut pas être étalonné selon l'IEC 60270.

Annexe C (informative)

Aspects spécifiques à l'application

C.1 Appareillages à isolation gazeuse (GIS)

Les défauts potentiels observés dans les appareillages à isolation gazeuse et susceptibles d'altérer les performances diélectriques du matériel relèvent de plusieurs catégories principales:

- a) erreurs de montage;
- b) introduction de contaminants conducteurs, par exemple, particules métalliques;
- c) contact électrique et mécanique mauvais ou instable entre les parties conductrices, par exemple, électrodes et écrans de champs, contribuant à des tensions flottantes des composants;
- d) défauts fixes tels que des saillies métalliques sur le conducteur à haute tension et des particules fixées sur les surfaces isolantes solides (entretoises);
- e) défauts d'isolation, y compris défauts de fabrication;
- f) cheminement surfacique provoqué par exemple, par des contournements au cours des essais à haute tension;
- g) contamination altérant la qualité du gaz SF₆ (produits dérivés, teneur en humidité, remplissage de gaz erroné, etc.).

Des défauts du système d'isolation provoquent des décharges partielles dans les appareillages à isolation gazeuse. Il a été observé que les courants de décharge des sources de décharges partielles dans le gaz SF₆ présentent des temps de montée pouvant être inférieurs à cent picosecondes. Les défauts, par exemple, des particules métalliques libres (type de défaut le plus fréquent) ou des défauts fixes, provoquent des courants transitoires électromagnétiques dont le contenu en fréquences est nettement supérieur à 2 GHz. Les signaux obtenus se propagent dans les barres omnibus coaxiales d'un appareillage à isolation gazeuse, non seulement en mode de base (TEM₀₀), mais également dans de nombreux modes d'ordre plus élevé (TE_{mn}, TM_{mn}). Des réflexions se produisent au niveau des nombreuses discontinuités intrinsèques à la construction interne, donnant lieu à la formation de plusieurs ondes stationnaires et résonances à des fréquences variables. De plus, les effets de couplage existant entre les modes ont également une incidence sur la variation spatiale de l'intensité de champ. La propagation des signaux est altérée par exemple, par l'amortissement et la dispersion, en raison de la conductivité finie des conducteurs métalliques et des pertes au niveau des limites et des surfaces diélectriques (par exemple, isolateurs, cloisons), ainsi que des discontinuités (par exemple, jonctions en T, etc.). L'affaiblissement des signaux dépend de la fréquence et se produit principalement au niveau des discontinuités. Il en résulte une combinaison complexe de résonances d'ondes électromagnétiques dans chaque compartiment.

Les mesurages des décharges partielles dans les appareillages à isolation gazeuse utilisent des méthodes VHF, UHF et acoustiques, en plus de la méthode classique conforme à l'IEC 60270.

C.2 Méthodes VHF et UHF

Des coupleurs internes, de conception habituellement analogue à celle des coupleurs capacitifs, permettent généralement de détecter les signaux UHF dans la plage de fréquences UHF. En l'absence de ces coupleurs internes, des coupleurs externes placés sur des fenêtres ou des arêtes exposées (non protégées) de barrières isolantes peuvent être utilisés. Du fait de l'affaiblissement des signaux UHF, de nombreux coupleurs doivent être installés sur un appareillage à isolation gazeuse étendu. Une perte moyenne de l'intensité du signal d'environ

2 dB/m représente un principe de base type. Ceci oblige à installer les coupleurs à des intervalles d'environ 20 m le long, par exemple, de sections droites de bus ou de câbles d'alimentation. Les différents composants du noyau d'un appareillage à isolation gazeuse tels que les disjoncteurs, les sectionneurs et sectionneurs de terre, les transformateurs de mesure du courant et de la tension et d'autres dispositifs produisent généralement des valeurs d'affaiblissement des signaux plus élevées par comparaison avec les sections droites de bus. L'utilisation de coupleurs, d'amplificateurs et de filtres appropriés permet d'améliorer le rapport signal-bruit et par conséquent la sensibilité du dispositif de mesure UHF. Il a été démontré, en ce qui concerne la détection des défauts, que la méthode UHF est au moins aussi sensible que la méthode classique conforme à l'IEC 60270; le faible niveau de bruit externe en est la raison principale. Les essais effectués dans des laboratoires et les essais sur site ont révélé que des défauts mineurs, tant critiques que non critiques, peuvent être détectés. Il existe toutefois une faible corrélation entre le niveau de signal UHF acquis et la charge apparente enregistrée par la méthode classique de mesure des décharges partielles conforme à l'IEC 60270. Le défaut peut être localisé avec exactitude en utilisant par exemple un oscilloscope à mémoire numérique à large bande qui permet de mesurer la différence des temps d'arrivée des signaux au niveau des coupleurs contigus. Une fois la distance entre les coupleurs mesurée, un calcul simple permet de localiser le défaut.

Les méthodes VHF et la méthode UHF, bien que différentes, présentent cependant au moins certaines similitudes. Un mesurage à large bande dans la plage comprise entre 40 MHz et environ 300 MHz constitue l'application la plus fréquente des méthodes VHF. À ces fréquences, le mode de propagation TEM_{00} dans les appareillages à isolation gazeuse est dominant dans la mesure où une fréquence de 30 MHz est habituellement inférieure à la fréquence de coupure des modes d'ordre supérieur, quels qu'ils soient. Avec ce type de technique, un mesurage des décharges partielles est proportionnel à la charge apparente, mais uniquement pour une localisation donnée d'une source et d'un capteur de décharge partielle. Des capteurs internes, c'est-à-dire des plaques métalliques utilisées comme un capteur de champ électrique, collectent le signal VHF. Un nombre inférieur de capteurs est toutefois exigé par comparaison avec la méthode UHF. Les mesurages des décharges partielles dans la plage VHF qui offrent un meilleur rapport signal-bruit que la méthode classique conforme à l'IEC 60270, subissent cependant souvent l'influence de signaux perturbateurs externes. Les avantages des méthodes VHF et des méthodes UHF sont identiques pour ce qui concerne la localisation des sources de décharges partielles, en ce sens qu'elles prennent en considération les signaux du domaine temporel et calculent des temps de transit et des distances pour les mesurages effectués sur des coupleurs différents.

C.3 Méthodes acoustiques

Les défauts dans un appareillage à isolation gazeuse émettent des signaux acoustiques (ondes mécaniques) par l'intermédiaire de deux mécanismes principaux:

- les particules libres stimulent une onde mécanique dans l'enveloppe;
- les décharges partielles issues des défauts fixes génèrent une onde de pression dans le gaz qui est transmise à l'enveloppe.

Le signal obtenu dépend de la source et du trajet de propagation. L'enveloppe peut connaître plusieurs modes de propagation acoustiques. Il est toutefois nécessaire de prendre en considération principalement l'onde (de flexion) antisymétrique du 0^{ème} ordre pour les plages de fréquences normalement appliquées (c'est-à-dire < 150 kHz) et/ou les matériaux et épaisseurs d'enveloppe normaux. L'affaiblissement du signal est relativement faible étant donné que les enveloppes sont normalement en aluminium ou en acier. Les signaux perdent toutefois de l'énergie lors de leur déplacement entre les limites des compartiments, par exemple par un affaiblissement de la bride d'un isolateur et la réflexion d'une partie du signal.

Des capteurs externes permettent de collecter les signaux acoustiques. Des accéléromètres ou des capteurs d'émissions acoustiques sont normalement utilisés. Les accéléromètres génèrent un signal de sortie proportionnel à l'accélération (dans le sens perpendiculaire à la base du capteur) de leur surface d'installation. La bande passante est plate jusqu'à la fréquence limite supérieure.