

TECHNICAL SPECIFICATION

SPÉCIFICATION TECHNIQUE

Power transformers –

Part 19: Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses on power transformers and reactors

Transformateurs de puissance –

Partie 19: Règles pour la détermination des incertitudes de mesure des pertes des transformateurs de puissance et bobines d'inductance

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 60076-19:2013



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 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 la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

Si vous avez des questions sur le copyright de la CEI ou si vous désirez obtenir des droits supplémentaires sur cette publication, utilisez les coordonnées ci-après ou contactez le Comité national de la CEI 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.

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you 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It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.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 on-line and also once a month by email.

Electropedia - www.electropedia.org

The world's leading online dictionary of electronic and electrical terms containing more than 30 000 terms and definitions in English and French, with equivalent terms in additional languages. Also known as the International Electrotechnical Vocabulary (IEV) on-line.

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 la CEI

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) 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 CEI

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

Liens utiles:

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

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI 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.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. 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 au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

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

SPÉCIFICATION TECHNIQUE

Power transformers –

Part 19: Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses on power transformers and reactors

Transformateurs de puissance –

Partie 19: Règles pour la détermination des incertitudes de mesure des pertes des transformateurs de puissance et bobines d'inductance

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

W

ICS 29.180

ISBN 978-2-83220-693-5

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 and definitions	7
4 Symbols	8
4.1 General symbols	8
4.2 Symbols for uncertainty	9
5 Power measurement, systematic deviation and uncertainty	10
5.1 General	10
5.2 Model function.....	10
5.3 Measuring systems.....	10
6 Procedures for no-load loss measurement.....	11
6.1 General	11
6.2 Model function for no-load losses at reference conditions.....	11
6.3 Uncertainty budget for no-load loss	12
7 Procedures for load loss measurement.....	13
7.1 General	13
7.2 Model function for load loss measurement at rated current.....	13
7.3 Reporting to rated current and reference temperature	14
7.4 Uncertainty budget for the measured power P_2 reported to rated current	14
7.4.1 General	14
7.4.2 Uncertainties of measured load loss power P_2 at ambient temperature θ_2	14
7.5 Uncertainty budget for reported load loss at reference temperature	15
8 Three-phase calculations.....	16
8.1 Power measurement.....	16
8.2 Reference voltage	17
8.3 Reference current.....	17
9 Reporting	17
9.1 Uncertainty declaration.....	17
9.2 Traceability	17
10 Estimate of corrections and uncertainty contributions	18
10.1 Instrument transformers	18
10.2 Uncertainty contributions of ratio error of instrument transformers	18
10.3 Uncertainty contribution of phase displacement of instrument transformers	19
10.3.1 General	19
10.3.2 Complete reference procedure	19
10.3.3 Class index procedure	20
10.4 Voltage and current measurements	21
10.5 Power meter.....	21
10.6 Correction to sinusoidal waveform	22
10.7 Winding temperature at load loss measurement	23
10.8 Winding resistance measurement	23
Annex A (informative) Example of load loss uncertainty evaluation for a large power transformer	25

Annex B (Informative) Example of load loss uncertainty evaluation for a distribution transformer	33
Bibliography	37
Table 1 – Measured no-load loss uncertainties	12
Table 2 – Measured load loss uncertainties at ambient temperature	15
Table 3 – Absolute uncertainty of the additional losses at temperature θ_2	15
Table 4 – Absolute uncertainty of load losses P_{LL} reported at reference temperature	16
Table 5 – Procedures for the determination of phase displacement uncertainties	19
Table A.1 – Transformer ratings	25
Table A.2 – Loss measurement results (one phase)	27
Table A.3 – Calibration of voltage and current transformers	27
Table A.4 – Uncertainty contributions	29
Table B.1 – Transformer ratings	33
Table B.2 – Measured quantities	34
Table B.3 – Calibration of the current transformers	35
Table B.4 – Uncertainty contribution	36

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 60076-19:2013

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS –

Part 19: Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses on power transformers and reactors

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 60076-19, which is a technical specification, has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

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

Enquiry draft	Report on voting
14/726/DTS	14/736A/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.

A list of all parts in the IEC 60076 series, published under the general title *Power transformers*, can be found on the IEC website.

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.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 60076-19:2013

INTRODUCTION

The losses of the transformers (no-load and load losses) are object of guaranty and penalty in the majority of the contracts and play an important role in the evaluation of the total (service) costs and therefore in the investments involved.

According to ISO/IEC 17025 the result of any measurement should be qualified with the evaluation of its uncertainty. A further requirement is that known corrections shall have been applied before evaluation of uncertainty.

Corrections and uncertainties are also considered in IEC 60076-8 where some general indications are given for their determination.

This Technical Specification deals with the measurement of the losses that from a measuring point of view consist of the estimate of a measurand and the evaluation of the uncertainty that affects the measurand itself.

The uncertainty range depends on the quality of the test installation and measuring system, on the skill of the staff and on the intrinsic measurement difficulties presented by the tested objects.

The submitted test results are to be considered the most correct estimate and therefore this value has to be accepted as it stands.

In the annexes to this document, two examples of uncertainty calculations are reported for load loss measurements on large power and distribution transformers.

Standards, technical reports and guides mentioned in the text are listed at the end of the document.

It is stated that guaranty and penalty calculations should refer to the best estimated values of the losses without considering the measurement uncertainties.

POWER TRANSFORMERS –

Part 19: Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses on power transformers and reactors

1 Scope

This part of IEC 60076, which is a Technical Specification, illustrates the procedures that should be applied to evaluate the uncertainty affecting the measurements of no-load and load losses during the routine tests on power transformers.

Even if the attention is especially paid to the transformers, when applicable the specification can be also used for the measurements of reactor losses, except large reactors with very low power factor.

2 Normative references

The following documents, in whole or in part, are normatively referenced in this document and are indispensable for its application. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

IEC 60076-1:2011, *Power transformers – Part 1: General*

IEC 60076-2:2011, *Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers*

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in IEC 60076-1 and 60076-2, as well as the following apply.

NOTE The following terms and definitions were taken from ISO/IEC Guide 98-3:2008.

3.1 uncertainty (of measurement)

parameter, associated with the result of a measurement, that characterizes the dispersion of the values that could reasonably be attributed to the measurand

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.2.3]

3.2 standard uncertainty

uncertainty of the result of a measurement expressed as a standard deviation

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.1]

3.3 type A evaluation (of uncertainty)

method of evaluation of uncertainty by the statistical analysis of series of observations

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.2]

3.4

type B evaluation (of uncertainty)

method of evaluation of uncertainty by means other than the statistical analysis of series of observations

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.3]

3.5

combined standard uncertainty

standard uncertainty of the result of measurement when that result is obtained from the values of a number of other quantities, equal to the positive square root of a sum of terms, the terms being the variances or covariances of these other quantities weighted according to how the measurement result varies with changes in these quantities

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.4]

3.6

expanded uncertainty

quantity defining an interval about the result of a measurement that may be expected to encompass a large fraction of the distribution of values that could reasonably be attributed to the measurand

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.5]

3.7

coverage factor

numerical factor used as a multiplier of the combined standard uncertainty in order to obtain an expanded uncertainty

[SOURCE: ISO/IEC Guide 98-3:2008, 2.3.6]

4 Symbols

4.1 General symbols

F_D	Parameter related to correction of power for phase displacement in measuring circuit
I_M	Current measured by the ammeter (preferably rated current)
I_N	Reference current (normally corresponding to rated current)
k_{CN}	Rated transformation ratio of the current transformer
k_{VN}	Rated transformation ratio of the voltage transformer
P	Power
P_2	Power measured at the load loss measurement corrected for known systematic deviations and referred to the current I_N
P_{LL}	Load loss at reference conditions
P_{NLL}	No-load loss at reference conditions and corrected for known errors in the measurement
n	Exponent related to the non-linear behaviour of no-load loss
P_W	Power measured by the power meter
P_{ar}	Additional losses at reference temperature
P_{a2}	Additional losses at temperature θ_2

R_1	Equivalent resistance of the windings at temperature θ_1 according to IEC 60076-1
R_2	Equivalent resistance of the windings at temperature θ_2
R_r	Equivalent resistance of the windings at reference temperature
t	Parameter related to the thermal coefficient of winding resistance
U_{avg}	Voltage measured with an instrument having average rectified mean response
U_M	Voltage measured
U_N	Rated voltage
U_{rms}	Voltage measured using an instrument with true r.m.s. response
θ	Temperature (expressed in degrees Celsius)
θ_1	Temperature of transformer winding at cold winding resistance test according to IEC 60076-1
θ_2	Temperature of transformer windings during load loss test (expressed in Celsius degrees)
θ_r	Reference temperature for transformer windings according to IEC 60076-1
$\Delta\varphi_C$	Actual phase displacement of the current transformer (rad)
$\Delta\varphi_P$	Actual phase displacement of the power meter (rad)
$\Delta\varphi_V$	Actual phase displacement of the voltage transformer (rad)
ε_C	Actual ratio error of the current transformer (%)
ε_V	Actual ratio error of the voltage transformer (%)
φ	Actual phase angle between voltage and current (rad)
φ_M	Phase angle between voltage and current measured with power meter (rad)

4.2 Symbols for uncertainty

c	Sensitivity factor for contribution to uncertainty
u	Standard uncertainty
$\dot{u}$	Absolute standard uncertainty
U	Expanded uncertainty
$\dot{U}$	Absolute expanded uncertainty
u_C	Uncertainty of current transformer ratio (expressed in percent of the ratio)
u_{IM}	Uncertainty of current measurement
u_{LL}	Uncertainty of the load loss at reference temperature
u_{NLL}	Uncertainty of the no-load loss
u_{P2}	Uncertainty of P_2
u_{FD}	Uncertainty of term F_D
u_{PW}	Uncertainty of the power indicated by the analyzer
u_{R1}	Uncertainty of the equivalent resistance R_1
u_{R2}	Uncertainty of the equivalent resistance R_2
u_{UM}	Uncertainty of voltage measurement

u_V	Uncertainty of voltage transformer ratio
u_{WF}	Uncertainty of correction to sinusoidal waveform for no-load-loss
$u_{\Delta\varphi}$	Uncertainty of phase displacement for complete measuring system
$u_{\Delta\varphi C}$	Uncertainty of current transformer phase displacement
$u_{\Delta\varphi V}$	Uncertainty of voltage transformer phase displacement

5 Power measurement, systematic deviation and uncertainty

5.1 General

In the following, it is assumed that the transformer losses are measured in the conditions prescribed by IEC 60076-1 by means of digital instruments.

For three-phase transformers, losses are intended to be measured using three independent single-phase measuring systems. These systems may be made by separate instruments or a combined in a three-phase instrument.

In general, losses are measured using current and voltage transformers in conjunction with a power meter (power analyser).

The measuring system usually has a known systematic deviation (error) that can be corrected for, or not, and the two cases ask for different approach in the uncertainty analysis.

Systematic deviations related to measuring equipment can be characterised by calibration.

If not negligible, systematic deviations introduced by the measuring system should be corrected before the uncertainty estimate.

5.2 Model function

The uncertainty estimation includes uncertainties in the measuring system as well as in the tested object (transformer or reactor).

Thus the model functions presented below includes both the measuring system and the test object in one equation.

5.3 Measuring systems

Measuring systems can be characterized either by a stated overall uncertainty, or by specifications of its components.

For systems characterized by an overall uncertainty, simplifications in the uncertainty analysis are possible, but in this document this has not been utilized since calibration on the system level are not generally available.

As a consequence, all type of measuring systems should be specified also on the component level.

6 Procedures for no-load loss measurement

6.1 General

The test procedure is given in IEC 60076-1.

The no-load loss measurement shall be referred to rated voltage and frequency and to voltage with sinusoidal wave shape.

The current drawn by the test object is non-sinusoidal, and this may cause a distortion in the voltage that leads to erroneous values for the losses. A correction for the transformer losses is prescribed in IEC 60076-1, as well as a limit for the permissible distortion.

6.2 Model function for no-load losses at reference conditions

The no-load loss exhibits a non-linear relation to applied voltage that can be established by measurements repeated at different voltages.

For the uncertainty determination at rated voltage, a power law approximation is sufficient.

The model function used for no-load loss uncertainty estimation is the following:

$$P_{NLL} = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}} \times k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta\phi_V - \Delta\phi_C) \tan \phi} \times \left[\frac{U_N}{k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} U_M} \right]^n \times \left(1 + \frac{U_{avg} - U_{rms}}{U_{avg}} \right) \quad (1)$$

where

$k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}}$	is the parameter related to the ratio error of the current transformer (CT);
$k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}}$	is the parameter related to the ratio error of the voltage transformer (VT);
$\frac{1}{1 - (\Delta\phi_V - \Delta\phi_C) \tan \phi}$	is the parameter related to the correction for phase displacement (F_D);
$\left[\frac{U_N}{k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} U_M} \right]^n$	is the parameter related to the actual measuring voltage where the exponent is related to the non-linear behaviour of no-load loss;
$\left(1 + \frac{U_{avg} - U_{rms}}{U_{avg}} \right)$	is used to compensate for the influence of the distortion on the voltage waveform on the no load loss. U_{avg} is the indication of a mean value responding instrument and U_{rms} the indication of an r.m.s. responding instrument (see IEC 60076-1).

Equation (1) can also be expressed as:

$$P_{NLL} = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}} \times k_{VN} \left(1 + \frac{\varepsilon_V}{100} \right)^{n-1} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan \varphi} \times \left[\frac{U_N}{k_{VN} \times U_M} \right]^n \times \left(1 + \frac{U_{avg} - U_{rms}}{U_{avg}} \right) \quad (2)$$

The known systematic deviations of the power meter may be assumed to be negligible.

The phase angle φ of the loss power is obtained from:

$$\varphi = \varphi_M - \Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C = \arccos \left(\frac{P_W}{I_M U_M} \right) - \Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C \quad (3)$$

NOTE 1 It is observed that the formula of the loss determination is expressed only through the product of a number of factors to facilitate the estimation of the total relative uncertainty of the measurement.

NOTE 2 It has been assumed that the power meter establishes the power factor from measurement of active power and apparent power at the fundamental frequency component of the test voltage.

NOTE 3 The Equations (1) and (2) use the simplified assumption that no-load loss is proportional to the voltage raised to the power n , where n usually increases with the flux density. As this factor is often approximated by $n = 2$, this exponent can be used for the uncertainty estimate.

NOTE 4 In the written formula, some secondary influencing quantities have been disregarded such as frequency.

NOTE 5 IEEE C57.123-2002 identifies a small temperature effect on no-load losses and gives – 1 % per 15 K temperature rise. This effect, not well known and not identified within IEC, has been disregarded.

6.3 Uncertainty budget for no-load loss

The uncertainty estimate of no-load loss power can be obtained as given in Table 1.

In the majority of the cases, the uncertainty estimate with the class index procedure described in 10.3.3 is sufficiently accurate as in the determination of the standard uncertainty the following contributions can be disregarded:

- the uncertainty related to the phase displacement when the power factor is greater than 0,2;
- the uncertainty on the correction to sinusoidal waveform when the indications of the voltmeters responsive of the r.m.s. and mean voltages are equal within 3 %.

Table 1 – Measured no-load loss uncertainties

Quantity	Component	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Uncertainty contribution	See subclause
CT ratio error	ε_C	u_C	1	u_C	10.2
VT ratio error	ε_V	u_V	$n-1$	$(n-1)u_V$	10.2
Power meter	P_W	u_{PW}	1	u_{PW}	10.5
Phase displacement	$\frac{1}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan \varphi}$	$u_{\Delta\varphi} \approx 0$	1	≈ 0	10.3
Voltage	U_N	u_{UM}	n	nu_{UM}	10.4
Correction to sinusoidal waveform	$1 + \frac{U_{avg} - U_{rms}}{U_{avg}}$	u_{WF}	1	u_{WF}	10.6
Combined standard uncertainty calculated as: $u_{NLL} = \sqrt{u_C^2 + (n-1)^2 u_V^2 + u_{PW}^2 + n^2 u_{UM}^2 + u_{WF}^2}$					
The expanded relative uncertainty is $U_{NLL} = 2u_{NLL}$, which corresponds to a level of confidence of approximately 95 %.					

7 Procedures for load loss measurement

7.1 General

The test procedure is given in IEC 60076-1.

In load loss measurements the measured loss shall be referred to rated current or to be reported at this current if performed at a reduced current. Moreover, the results of load loss measurements shall be reported to the reference temperature.

7.2 Model function for load loss measurement at rated current

IEC 60076-1 requires that the measured value of load loss be corrected with the square of the ratio of rated current to test current and the power obtained recalculated from actual to reference temperature.

The model function for the measured power P_2 referred to the rated current I_N is the following:

$$P_2 = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}} \times k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan \varphi} \times \left[\frac{I_N}{k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}} I_M} \right]^2 \quad (4)$$

which is rearranged to:

$$P_2 = k_{CN} \left(1 + \frac{\varepsilon_C}{100} \right) \times k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan \varphi} \times \left[\frac{I_N}{k_{CN} I_M} \right]^2 \quad (5)$$

where

$\left[\frac{I_N}{k_{CN} I_M} \right]^2$ is the parameter related to the actual current measured during the test related to the reference current for which the transformer shall be tested;

other terms are as defined in 6.2.

NOTE 1 It is observed that also in this case the formula of the loss determination is expressed only through the product of a number of factors to facilitate the estimation of the total relative uncertainty of the measurement.

NOTE 2 In the written formula, some secondary influencing quantities have been disregarded, such as frequency and wave shapes.

The phase angle φ of the loss power is obtained from:

$$\varphi = \varphi_M - \Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C = \arccos \left(\frac{P_W}{I_M U_M} \right) - \Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C \quad (6)$$

7.3 Reporting to rated current and reference temperature

The measured loss P_2 is assumed to be composed of I^2R loss and additional loss P_{a2} . The relation between these at the reference current I_N is:

$$P_2 = I_N^2 R_2 + P_{a2}$$

The total load loss P_{LL} at reference temperature as defined in IEC 60076-1:2011, Annex E is:

$$P_{LL} = I_N^2 \times R_r + P_{ar} = I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} + P_{a2} \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}, \quad (7)$$

where the equivalent resistance R_2 of the windings during the load test performed at temperature θ_2 may be estimated from the equivalent resistance R_1 obtained at temperature θ_1 by the relation:

$$R_2 = R_1 \frac{t + \theta_2}{t + \theta_1}$$

where t is a parameter related to the thermal coefficient of winding resistance (235 for copper and 225 for aluminium).

Likewise the resistance R_r at the reference temperature θ_r is given by:

$$R_r = R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2}$$

The additional loss at reference temperature is:

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}$$

7.4 Uncertainty budget for the measured power P_2 reported to rated current

7.4.1 General

An uncertainty budget should list all possible contributions to uncertainty, and an estimate of their magnitudes should be made.

Rated values, such as I_N and θ_r , are considered constant and are not included in uncertainty evaluations.

7.4.2 Uncertainties of measured load loss power P_2 at ambient temperature θ_2

The uncertainty estimate of load loss power P_2 should be obtained according to Table 2.

For large power transformers, the complete reference procedure described in 10.3.2 should be applied.

For distribution transformer the class index procedure given in 10.3.3 may be sufficiently accurate.

In many cases, when the power factor of the circuit is greater than 0,2, the contribution of the phase displacement can be disregarded.

Table 2 – Measured load loss uncertainties at ambient temperature

Quantity	Component	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Uncertainty contribution [%]	See subclause
CT ratio error	ε_C	u_C	1	u_C	10.2
VT ratio error	ε_V	u_V	1	u_V	10.2
Power meter	P_W	u_{PW}	1	u_{PW}	10.5
Phase displacement	$\frac{1}{1 - (\Delta\phi_V - \Delta\phi_C)\tan\phi}$	u_{FD}	1	u_{FD}	10.3
Ampere meter	I_{IM}	u_{IM}	2	$2u_{IM}$	10.4
Combined standard uncertainty calculated as: $u_{P2} = \sqrt{u_C^2 + u_V^2 + u_{PW}^2 + u_{FD}^2 + 4u_{IM}^2}$					
The expanded uncertainty is $U_{P2} = 2u_{P2}$ which corresponds to a level of confidence of approximately 95 %.					

7.5 Uncertainty budget for reported load loss at reference temperature

The results of the load loss test shall be reported to the reference temperature in accordance with IEC 60076-1 (see 7.3).

The loss power and the associated uncertainty contributions are to be expressed in watt (i.e. as absolute uncertainties) in order to obtain correct calculation of the total uncertainty at reference temperature.

The estimate of the uncertainties affecting the $I_N^2 R_2$ and additional losses at temperature θ_2 are obtained as indicated in Table 3.

Table 3 – Absolute uncertainty of the additional losses at temperature θ_2

Quantity	Component	Absolute measurement	Sensitivity	Contribution
Measured loss	P_2	$\dot{u}_{P2}$	1	$\dot{u}_{P2}$
$I_N^2 R_2$ loss	$I_N^2 R_2$	$\dot{u}_{R2}$	I^2	$I^2 R \times u_{R2}$
The absolute uncertainty of the additional loss as: $\dot{u}_{Pa2} = \sqrt{\dot{u}_{P2}^2 + (I_N^2 R_2 \times u_{R2})^2}$				
The expanded absolute uncertainty is $\dot{U}_{Pa2} = 2\dot{u}_{Pa2}$ which corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.				

The uncertainty of the total losses P_{LL} reported at reference temperature can be determined starting from the model function given in 7.3:

$$P_{LL} = I_N^2 R_r + P_{ar} = I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} + P_{a2} \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}$$

In Table 4 the procedure is given for estimating the absolute uncertainty of the total losses P_{LL} reported at reference temperature.

Table 4 – Absolute uncertainty of load losses P_{LL} reported at reference temperature

Quantity	Component	Absolute uncertainty	Sensitivity	Absolute uncertainty contribution
$I_N^2 R_r$ loss	R_r	$\dot{u}_{R2}$	$I_N^2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2}$	$\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} I_N^2 R_2 u_{R2}$
Additional loss	P_{ar}	$\dot{u}_{Pa2}$	$\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}$	$\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \dot{u}_{Pa2}$
Mean winding temperature	θ_2	$\dot{u}_{\theta 2}$	$\approx I_N^2 R_r \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2}$	$\frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} I_N^2 R_r \dot{u}_{\theta 2}$
The total standard absolute uncertainty is calculated as:				
$\dot{u}_{LL} = \sqrt{\left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} I_N^2 R_2 u_{R2}\right)^2 + \left(\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \dot{u}_{Pa2}\right)^2 + \left(\frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} I_N^2 R_r \dot{u}_{\theta 2}\right)^2}$				
The expanded absolute uncertainty is $\dot{U}_{LL} = 2\dot{u}_{LL}$ which corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.				
The expanded relative uncertainty is obtained as: $U_{LL} = \frac{\dot{U}_{LL}}{P_{LL}}$				

NOTE 1 In the table line one, the equality $\dot{u}_{R2} = R_2 u_{R2}$ has been utilized.

NOTE 2 For typical liquid-immersed transformers and assuming $t = 235$, $\theta_2 = 20$ °C and $\theta_r = 75$ °C, the following sensitivities factors can be used:

$$\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} \cong 1,2 \quad \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} = \frac{1}{\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2}} \quad I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} \cong 0,0048 I_N^2 R_2$$

For other temperature combinations (as for dry-type transformers) different sensitivity factors could be applied.

NOTE 3 In Table 4, the simplification $\left| -I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} + P_{a2} \frac{1}{t + \theta_r} \right| \leq I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2}$ has been utilized.

8 Three-phase calculations

8.1 Power measurement

For three-phase transformers, the power measurement should be performed using three individual single-phase measuring systems, adding the three measurements.

In this case, the criteria for estimating the uncertainties for the power in each phase are the same previously given for single-phase circuits.

Normally the three measurements of the power are not correlated, and the absolute uncertainty $\dot{u}_T$ of the total power is obtained by the formula:

$$\dot{u}_T = \sqrt{\dot{u}_1^2 + \dot{u}_2^2 + \dot{u}_3^2} \quad (8)$$

where the symbols below the square root represent the absolute uncertainties of the power measurements performed on the individual phases and expressed in watt.

The relative uncertainty is:

$$u_T = \frac{\dot{u}_T}{P_W} \quad (9)$$

where P_W is the sum of the power on all three phases.

All uncertainty contributions are assumed to be uncorrelated.

NOTE Three-phase power measuring circuits using reduced number of measuring elements are sometimes used. It is however very difficult to make a valid uncertainty estimate for such circuits since sufficient knowledge of influencing parameters are difficult to establish. Therefore such circuits are not recommended.

8.2 Reference voltage

The reference voltage is measured during no-load loss tests. If the three-phase system can be considered practically symmetrical, it is acceptable to use the mean value of the three indications of the reference voltage. The quantities can be considered not correlated.

8.3 Reference current

The reference current is measured during load loss tests. If the three-phase system can be considered practically symmetrical, it is acceptable to use the mean value of the three indications of the reference current. The quantities can be considered not correlated.

9 Reporting

9.1 Uncertainty declaration

In accordance with this Technical Specification, the total standard uncertainty of the loss measurements and the expanded uncertainty should be declared.

The expanded uncertainties should be determined multiplying the standard uncertainty by the coverage factor $k = 2$, which for a normal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

9.2 Traceability

All measurements used to establish the losses should be based on traceable calibrations. The chain of traceability should be indicated in the report.

10 Estimate of corrections and uncertainty contributions

10.1 Instrument transformers

Instrument transformers are normally calibrated at different currents (voltages) and at least two different burdens and the errors for the measuring conditions can be obtained by interpolation from the available data given in the calibration certificate.

The calibration certificate should include the expanded uncertainty of the declared ratio errors and phase displacements as well as the applied coverage factor.

In measuring systems conventional or advanced current transformers may be used:

- conventional transformers with simple magnetic circuit;
- zero flux current transformers;
- two-stage current transformers;
- amplifier-aided current transformers.

For conventional instrument transformers, higher accuracy can be obtained if the calibration is performed at the actual burden during the loss measurement and this solution is recommended for large power transformers.

The advanced devices that employ technologies that enhance accuracy and stability are treated separately due to the difference in characteristics. They operate on the principle of reducing flux in the active core to near zero, thereby reducing both ratio errors and phase displacement to very small values.

In alternative to the conventional inductive voltage transformers, advanced voltage transducers utilise standard compressed gas capacitors in conjunction with various active feedback circuits that minimise ratio errors and phase displacement.

When the phase displacement uncertainty has to be evaluated also for the power meter the

formula becomes the following $u_{\Delta\phi} = \sqrt{u_{\Delta\phi V}^2 + u_{\Delta\phi C}^2 + u_{\Delta\phi P}^2}$ where $u_{\Delta\phi P}$ is the uncertainty related to the phase displacement in the power meter.

10.2 Uncertainty contributions of ratio error of instrument transformers

This procedure, valid for both conventional and advanced instrument transformers, is based on the permitted error (e_{class}) according to the requirements for the class of the instrument transformer, the ratio error is estimated $\varepsilon_C = 0$ for current transformers and $\varepsilon_V = 0$ for voltage transformers.

Assuming a rectangular distribution, (see ISO/IEC Guide 98-3) the uncertainty is therefore:

$$u_C = \sqrt{\frac{e_{class}^2}{3}} \quad u_V = \sqrt{\frac{e_{class}^2}{3}} \quad (10)$$

A necessary prerequisite for this method is that the instrument transformer is used within the admissible ranges of burden and current (or voltage).

10.3 Uncertainty contribution of phase displacement of instrument transformers

10.3.1 General

The combined phase displacement of current and voltage transformers affects the measurand estimate and its effect evaluation should be made for the system rather than for each component.

Depending on the measurement situation, two different options can be envisaged for estimating the phase displacement correction factor F_D and the relevant uncertainty u_{FD} .

The procedures to be applied are given in Table 5.

Table 5 – Procedures for the determination of phase displacement uncertainties

Procedure	Application	Subclause
Complete reference procedure	This procedure is the most correct and should be applied when the power factor is $< 0,2$	10.3.2
Class index procedure	This procedure gives acceptable results when the power factor is $\geq 0,2$	10.3.3

10.3.2 Complete reference procedure

10.3.2.1 General formula

The correction of the measurand for the effect of phase displacement is given by:

$$F_D = \frac{1}{1 - (\Delta_{\phi V} - \Delta_{\phi C}) \tan \varphi} \quad (11)$$

where

$\Delta_{\phi C}$ is the phase displacement for the current transformer (rad);

$\Delta_{\phi V}$ is the phase displacement for the voltage transformer (rad);

φ is the actual phase angle between voltage and current (corrections for phase displacement of instrument transformers applied).

For advanced instrument transformers the phase displacements can be assumed $\Delta_{\phi C} = 0$ and $\Delta_{\phi V} = 0$.

The uncertainty u_{FD} that affect the phase displacement correction F_D depends on various variables but for practical applications it can be estimated by the following simplified relation:

$$u_{FD} \approx u_{\Delta\varphi} \tan \varphi \quad (12)$$

where the uncertainty $u_{\Delta\varphi}$ represents the combined uncertainty of the instrument transformer phase displacements that may be determined as discussed below.

NOTE 1 The phase displacement uncertainty is normally given in absolute values. However the result of Equation (12) will still be the relative uncertainty (using radians and multiply the result with 100, the result will be in percent).

NOTE 2 Corrections using calibration results are in general not possible for advanced instrument transformers.

10.3.2.2 Uncertainty of conventional instrument transformers

The uncertainty is given by the following relation:

$$u_{\Delta\varphi} = \sqrt{u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (13)$$

where $u_{\Delta\varphi C}$ and $u_{\Delta\varphi V}$ are the standard uncertainties reported in the calibration report.

If the interpolation procedure is applied for determining the contribution of voltage and current transformers to the phase displacement and the corresponding uncertainties cannot be disregarded, it should be composed with the uncertainties determined as above:

$$u_{\Delta\varphi} = \sqrt{u_{\text{int}\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\text{int}\Delta\varphi C}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (14)$$

where the uncertainties u_{int} are the standard uncertainties attributable to the interpolations. Determination of these phase displacements is discussed below.

This uncertainty are to be estimated, and can, in lieu of other evaluations, be assumed to be 1/3 of that applied interpolation correction.

In the case that the calibration certificate states the accuracy without information on the coverage factor, the corresponding standard uncertainty can be assumed equal to that accuracy divided by $\sqrt{3}$ (rectangular distribution of probability).

10.3.2.3 Uncertainty of advanced instrument transformers

For evaluating the phase displacement uncertainty it is sufficient to consider the accuracy specification and the accuracy of the calibration:

$$u_{\Delta\varphi C} = \sqrt{u_{cal}^2 + \frac{u_{spec}^2}{3}} \quad \text{and} \quad u_{\Delta\varphi V} = \sqrt{u_{cal}^2 + \frac{u_{spec}^2}{3}} \quad (15)$$

where

u_{cal} is the standard uncertainty obtained dividing by the coverage factor the expanded uncertainty for phase displacement given in a calibration certificate. If the coverage factor is not given explicitly, it is common procedure to assume a rectangular distribution and to divide by $\sqrt{3}$;

u_{spec} is the maximum phase displacement defined for the accuracy specification of the instrument transformer.

10.3.3 Class index procedure

No correction is applied to the measured power for phase displacement and therefore $F_D \approx 1$.

For conventional instrument transformers, the phase displacement uncertainty may be estimated from the maximum value the term F_D could assume for the range of values of $\tan\varphi$ expected to occur and supposing a rectangular distribution of the probability:

$$u_{FD} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| (1 - F_D) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| 1 - \frac{1}{1 - (\Delta_{\phi V} - \Delta_{\phi C}) \tan \phi} \right| \quad (16)$$

where

$\Delta_{\phi C}$ is the negative class limit (expressed in radian) for the current transformer phase displacement;

$\Delta_{\phi V}$ is the positive class limit (expressed in radian) for the voltage transformer phase displacement.

For advanced instrument transformers, the rules given for the complete reference procedure apply (see 10.3.2).

10.4 Voltage and current measurements

The measurements should be performed by means of digital instruments. The accuracy of the results of each reading, expressed in percentage, is generally given by a formula of the following type:

$$a = b \times \text{reading} + c \times \text{range} \quad (17)$$

where b and c are coefficients related to the accuracy specification of the instrument.

NOTE 1 In some manuals a third term referred to the offset is also indicated.

NOTE 2 The formula for the accuracy evaluation can differ from the one given above, the instrument manuals give the necessary information.

As the uncertainty is normally thought to have a rectangular distribution, the relative standard uncertainty is given by the following relations:

$$u_{UM} = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad \text{and} \quad u_{IM} = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (18)$$

respectively for voltage and current measurements.

When in the manual of the instrument the uncertainty is directly given. Attention should be paid to the used coverage factor.

10.5 Power meter

The accuracy of a power measurement performed by means of a power analyzer depends on the errors related to the voltage and current channels, the power factor of the measurand and the instrument reading offset.

As various criteria can be followed for determining the power measurement uncertainty, it is recommended to make always reference to the power analyzer specification and relevant calibration reports.

For power analyzer of good quality, the errors due to the instrument itself can be normally disregarded so that the estimate of the uncertainty can be made through the so called error limits (range characterized by positive and negative values) that the instrument should never exceed in normal range of use and considering rectangular the distribution of the error probability.

In some cases, the power uncertainty can be determined estimating separately the different contributions (voltage and current channels, power factor and offset) and then by combining them.

The standard uncertainty of each term can be obtained dividing for $\sqrt{3}$ the error limits mentioned above. If the single contributions can be considered not correlated, the total standard uncertainty may be obtained by a relation of this type:

$$u_{PW} = \sqrt{u_V^2 + u_I^2 + u_\phi^2 + u_{off}^2} \quad (19)$$

where

u_V is the contribution related to the voltage channel;

u_I is the contribution related to the current channel (including the contribution of the eventual shunt);

u_ϕ is the contribution related to the circuit power factor and to the instrument phase displacement;

u_{off} is the contribution related to the offset.

Some instrument specifications report curves (or tables) that give the error limits as a function of the circuit power factor.

Such curves (or tables) can in general be regarded as representative of the maximum error. Assuming a rectangular distribution, the standard uncertainty can be estimated as this maximum error divided by $\sqrt{3}$.

As such curves (or tables) are normally referred to the rated ranges of voltage and current channels, for measurements performed far from these reference conditions, it could be necessary to multiply the obtained value by the ratio:

$$\frac{U_N I_N}{UI} \quad (20)$$

where U_N and I_N are the ranges of the voltage and current channels and U and I the actual readings.

Some instrument specifications allow to determine the uncertainty directly, but in these cases attention should be paid to the coverage factor used to indicate it.

10.6 Correction to sinusoidal waveform

An approximate correction for the value of the no-load loss due to distortion given in IEC 60076-1 is based on the true r.m.s. voltage U_{rms} and to the mean value of the rectified voltage U_{avg} .

Firm background for asserting the uncertainty of the influence of voltage distortion on the value of the no load losses is not available, so that in the absence of other evidence, it is recommended to assign to the no-load loss an uncertainty:

$$u_{wf} = \frac{U_{avg} - U_{rms}}{4U_{avg}} \quad (21)$$

When the indications uncertainty of the voltmeters responsive of the r.m.s. and mean voltages are equal within 3 %, the uncertainty on the correction to sinusoidal waveform may be disregarded.

10.7 Winding temperature at load loss measurement

The temperature of the windings during the load loss measurement is important for subsequent corrections of the results to reference temperature.

The winding temperature can either be directly measured by resistance variations or be estimated from the measurements of other quantities, before the loss measurement.

In both cases a suitable estimate of the uncertainty of the winding temperature is needed. Methods to derive this uncertainty are given below. In general, uncertainties are expected to be in the range of 1 K to 2 K.

The method based on the measurement of the winding resistances is justified for very large transformers and when the windings are presumed not to be in steady state conditions.

For small transformers, determination of winding temperature by measurement of winding resistance is often not justified. In cases where many identical transformers are tested, it can be satisfactory to perform an investigation on one unit as a special test, and use the result for all transformers of a batch.

When for large power liquid-immersed transformers the winding temperature is estimated through the liquid temperature, the same rules prescribed by IEC 60076-2 for the determination of the liquid average temperature during the temperature rise test can be applied.

When optical fibre thermal sensors are provided at the top of the windings for the measurement of the hot-spot temperatures, the average of their indications could be used instead of the liquid pocket temperature.

For liquid-immersed distribution transformers, where the height of the winding rarely exceed 1,5 m, it will be sufficient to consider only the temperature of the liquid in the pocket.

For dry type transformers, the average winding temperature can be determined by the average of the indications of thermal sensors located inside the axial cooling channels. Reference temperature determined through the measurement of the liquid temperature is applicable only if the winding can be considered to be in steady state condition during the test. The winding can be assumed to be in steady state condition if its temperature does not change by more than 1 K. This can be often achieved by keeping the time current application short in comparison with the winding thermal time constant.

10.8 Winding resistance measurement

The winding resistance is usually measured using the volt-ampere method and the uncertainty attributable to the instrument can be expressed with the following relation:

$$u_{R1} = \sqrt{u_{UM}^2 + u_{UIM}^2 + u_{SH}^2} \quad (22)$$

where

u_{uM} is the uncertainty in voltage measurement;

u_{UIM} is the uncertainty in measurement of shunt voltage; and

u_{SH} is the uncertainty of the shunt resistance.

NOTE It is assumed that sufficient time has elapsed to ensure that any transient phenomena incepted at measuring circuit closing have disappeared and stable readings are obtained.

To estimate the uncertainties, for voltage and current measurements, the same procedures indicated in sub-clause 10.4 should be applied.

For the current shunt it is normally sufficient to estimate the uncertainty from the class index disregarding the systematic deviation, that is:

$$u_{sh} = \sqrt{\frac{u_{class}^2}{3}} \quad (23)$$

If the resistance measurement is performed by an integrated instrument, the uncertainty should be that given in the manufacturer specification and confirmed by calibration.

The uncertainty of the equivalent resistance obtained reporting the values at the supplied winding for the load loss measurement, may be obtained combining the absolute uncertainty of the single winding resistances.

The value of the resistance is also affected by the uncertainty contribution of the temperature at which the measurement is carried out, as explained under 10.7.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 60076-19:2013

Annex A (informative)

Example of load loss uncertainty evaluation for a large power transformer

A.1 General

The following example refers to the evaluation of the uncertainty that can affect the measurement of load loss of a large power transformer performed at ambient temperature and using the three wattmeter method (three separated single-phase measurements).

The example was derived from the real measurement performed on a large oil-immersed three-phase power transformer.

In the example, the determination of the uncertainties was limited to only one of the phases.

The following simplifications have been introduced:

- measurand not modified by the test conditions (invariant) so that only the uncertainties introduced by the method and instrumentation used and by the winding temperature estimate are considered;
- sinusoidal and symmetrical current system;
- constant rated frequency.

It can be noted that the effects of the two last variables are normally on secondary order on the uncertainty estimate when the test complies with IEC 60076-1.

In the text reference is made to the clauses of the main document.

A.2 Transformer ratings

The main transformer characteristics are reported in Table A.1.

Table A.1 – Transformer ratings

Number of phase	3
Rated frequency	50 Hz
Rated power	90 MVA
Rated voltages	240/15 kV
Rated currents	216,5 / 3 464 A
Short-circuit impedance	12,5 %
Load loss at 75 °C (guarantee value)	270 kW
Winding connections	star/delta

A.3 Measuring method and instrumentation used

The transformer was supplied from the high voltage winding with the low voltage winding short-circuited.

Three independent electric measuring systems were provided for the measurement of the loss.

The following instrumentation was used:

- current transformers: rated ratio 300/5 A, accuracy class 0,1;
- voltage transformer: rated ratio 20 000/100 V, accuracy class 0,1;
- power analyzer by which active power, current and voltage were measured;
- six (6) temperature sensors applied to the transformer tank to estimate the average winding temperature.

(Other devices can be used to scale down voltage and current, such as capacitive voltage dividers and advanced current transformers).

The resistance measurements were carried out on both the windings at ambient temperature with the volt-ampere method according to 10.8 and then referred to the winding supplied for the load loss measurement.

A.4 Model function of the measurand and deviation correction (see 7.2)

A.4.1 Model function

The model function for load loss referred to rated current is given by:

$$P_2 = k_{CN} \left(1 + \frac{\varepsilon_C}{100} \right) \times k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan \varphi} \times \left[\frac{I_N}{k_{CN} I_M} \right]^2$$

A.4.2 Correction of known systematic deviations

The known systematic deviations of the power meter have been assumed to be negligible, as well as for ratio of current and voltage transformers. As rated current was used at the test correction for current is not needed. The phase angle φ of the loss power is obtained from:

$$\varphi = \varphi_M - \Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C = \arccos \left(\frac{P_W}{I_M U_M} \right) - \Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C$$

The remaining corrective term, is the following equation:

$$K_C = \frac{1}{1 - (\Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C) \times \tan \varphi}$$

The corrected power is therefore:

$$P_2 = k_{CN} \times k_{VN} \times P_W \times K_C$$

A.5 Results of the measurements

A.5.1 Load loss measurements

On one of the phases, the readings of the power analyzer are reported in Table A.2.

Table A.2 – Loss measurement results (one phase)

Test current (corresponding to rated current)	3,608 A
Active power	6,625 W
Test voltage	86,60 V
Power factor ($\cos \varphi_M$)	0,021 2

The estimate of the phase angle between voltage and current results (see 7.2):

$$\varphi = \arccos\left(\frac{P_W}{I_M U_M}\right) - \Delta_{\varphi V} + \Delta_{\varphi C} = \arccos\left(\frac{6,625}{3,608 \times 86,60}\right) - \left(\frac{0,09}{100} + \frac{0,11}{100}\right) \times 57,3 = 88,78 - 0,11 = 88,67^\circ$$

The corresponding $\tan \varphi$ is therefore equal to 43,07.

The corrective term results the following:

$$K_C = \frac{1}{1 - (\Delta_{\varphi V} + \Delta_{\varphi C}) \times \tan \varphi} = \frac{1}{1 - (0,09 / 100 + 0,11 / 100) \times 43,07} = 1,094$$

The corrected power is therefore:

$$P_2 = k_{CN} \times k_{VN} \times P_W \times K_C = 60 \times 200 \times 6,625 \times 1,094 = 86\,973 \text{ W}$$

A.5.2 $I^2 R$ loss determination

As in this example the estimate of the load loss uncertainty was referred to one phase, one third of the corresponding total $I_N^2 R_2$ loss was used. The $I_N^2 R_2$ value was assumed equal to 69 500 W at 24,2 °C

A.6 Estimates of the single contributions to the uncertainty budget

A.6.1 Current and voltage transformers

The calibration certificates of the instrument transformers allowed to estimate, for the measuring conditions, the values given in Table A.3 (accuracy class 0,1 according to the IEC standard in force).

Table A.3 – Calibration of voltage and current transformers

Instrument transformer	Rated ratio	Accuracy class	Ratio error (%)		Phase displacement (centiradians)	
			Value	Accuracy	Value	Accuracy
Current	300/5	0,1	+0,09	±0,01	−0,11	±0,02
Voltage	20 000/100	0,1	+0,08	±0,01	+0,09	±0,01

The values given above should include also the effects of burdens and connections. For the accuracy (or uncertainty) also the effects of the interpolations between calibration curves should be considered.

A.6.2 Instrument transformer ratio error uncertainties (see 10.2)

Because of the good accuracy classes of the used instrument transformers, the contribution of the ratio errors to the total uncertainty was of secondary order and therefore it was disregarded.

A.6.3 Instrument transformer phase displacement uncertainties (see 10.3)

The uncertainty introduced by the instrument transformers are to be estimated starting from the accuracy (a_{FV} and a_{FC}) of the phase displacements declared in the calibration certificates.

For the example, using the values indicated in Table A.3, the absolute standard uncertainties on the phase displacements is to be evaluated as follow:

$$u_{FV} = \frac{a_{FV}}{\sqrt{3}} = \frac{0,02}{\sqrt{3}} = 0,0115 \text{ crad}$$

$$u_{FC} = \frac{a_{FC}}{\sqrt{3}} = \frac{0,010}{\sqrt{3}} = 0,0057 \text{ crad}$$

NOTE In some cases, in the calibration certificates the uncertainty is directly indicated with a given confidence level and therefore the standard uncertainties can be directly obtained from these data.

A.6.4 Power analyzer uncertainties (see 10.5)

According to the used instrument manual, the accuracy on power measurement is obtained by the combination of a number of terms:

$$F = \pm \left[a \frac{U_X}{U_N} + b \frac{I_X}{I_N} + c \frac{U_X \times I_X}{U_N \times I_N} + d \frac{U_N \times I_N}{P_X} + e \right]$$

(other combinations can be proposed according to the manual of the instrument used and to its accuracy class)

For the measurement at which the example refers to (very low power factor) the dominant term was the fourth that depends on the power factor.

The accuracy determined in accordance with the above relation resulted of $\pm 0,91$ %.

The corresponding standard uncertainty estimated in accordance with the rules given in 10.4 was:

$$u_{PW} = \frac{0,91}{\sqrt{3}} = 0,53 \%$$

For the current measurement, the same instrument assured an accuracy of $\pm 0,21$ % at which the following standard uncertainty corresponds:

$$u_{IM} = \frac{0,21}{\sqrt{3}} = 0,12 \%$$

For the voltage measurement, the instrument assured an accuracy of $\pm 0,18$ % at which the following standard uncertainty correspond:

$$u_{UM} = \frac{0,18}{\sqrt{3}} = 0,10 \%$$

A.6.5 Corrective term uncertainty (see 10.3.2)

The uncertainty u_{PD} related to the phase displacement correction can be evaluated with the following simplified relations:

$$u_{PD} \approx \Delta\varphi \times \tan\varphi$$

The uncertainty in φ is not significant.

Therefore the uncertainty of the corrected power is:

$$u_{PD} = \sqrt{u_{FV}^2 + u_{FC}^2} \times \tan\varphi = \sqrt{0,015^2 + 0,0057^2} \times 43,07 = 0,69 \%$$

A.6.6 Uncertainty of the resistance at temperature θ_2 (see 10.8)

The standard uncertainty due to the measuring instruments is assumed equal to 0,35 % and that attributable to the winding temperature estimate equal to 2 K.

A.7 Uncertainty of the load loss measured at ambient temperature (see 7.4)

The uncertainties that affects the load loss at ambient temperature can be estimate using the results of the previous elaborations and are summarized in Table A.4.

Table A.4 – Uncertainty contributions

Quantity	Estimate	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Uncertainty contribution (%)
CT ratio error	η_C	u_C	1	-
VT ratio error	η_V	u_V	1	-
Power meter	P_W	u_P	1	0,53
Phase displacement	$\frac{1}{1 - (\Delta\varphi - \Delta\varphi_c)\tan\varphi}$	u_{FD}	1	0,69
Ampere meter	I_M	u_{IM}	2	0,24

The combined standard uncertainty of load loss measured at ambient temperature is given by:

$$u_{P2} = \sqrt{u_P^2 + u_{FD}^2 + u_{IM}^2} = \sqrt{0,53^2 + 0,69^2 + 0,24^2} = 0,90 \%$$

It is noted that in the uncertainty estimate, the contributions of practically interest are those related to the power meter and phase displacement.

A.8 Expanded uncertainty of the measured load loss (see 7.4)

The expanded relative uncertainty is:

$$U_{P2} = 2 u_{P2} = 2 \times 0,90 = 1,80 \%$$

Passing to the absolute expanded uncertainty:

$$\dot{U}_{P2} = \frac{U_{P2}}{100} P_2 = \frac{1,80}{100} 86,97 = 1,57 \text{ kW}$$

On the test report, the estimated result of the measurement should be given with the indication of the expanded uncertainty.

If the uncertainty is given in relative value, the load loss at ambient temperature 24,2 °C are to be expressed as follows:

$$86,97 \text{ kW} \pm 1,80 \%$$

Alternatively, if the uncertainty is given in absolute value:

$$86,97 \text{ kW} \pm 1,57 \text{ kW}$$

The result shall be also completed with the indication of the coverage factor that for the example made was $k = 2$ (confidence level of about 95 %).

A.9 Uncertainty for reported load loss at reference temperature (see 7.5)

For estimating the total load loss at the reference temperature, the loss powers and their associated uncertainty contributions are to be expressed in absolute quantities.

The additional loss at ambient temperature are given by:

$$P_{a2} = P_2 - I_N^2 \times R_2 = 86\,970 - 69\,500 = 17\,470 \text{ W}$$

The absolute uncertainty of the measured loss and $I_N^2 R$ loss are obtained as follows:

$$\dot{u}_{P2} = \frac{u_{P2}}{100} P_2 = \frac{0,90}{100} 86\,970 = 783 \text{ W} \quad \text{and} \quad \dot{u}_R = \frac{u_R}{100} I_N^2 R_2 = \frac{0,35}{100} 69\,500 = 230 \text{ W}$$

The absolute uncertainty of the additional loss at temperature θ_2 is given by:

$$\dot{u}_{Pa2} = \sqrt{\dot{u}_{P2}^2 + (I_N^2 R_2 \times u_{R2})^2} = \sqrt{783^2 + 230^2} = 816 \text{ W}$$

The sensitivity factors for copper conductors, reference temperature $\theta_r = 75 \text{ °C}$ and ambient temperature $\theta_2 = 24,2 \text{ °C}$ can be assumed:

$$\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} = 1,19 \quad \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} = 0,84 \quad I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} \equiv 0,0046 I_N^2 R_2$$

The reported loss at the reference temperature is given by:

$$P_{LL} = 1,19 I_N^2 R_2 + 0,84 P_{a2} = 82\,705 + 14\,675 = 97\,380 \text{ W}$$

The various contributions to the absolute uncertainty are calculated according to Table 4:

$$\dot{u}_{RL} = \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} I_N^2 R_2 u_{R2} = 1,19 \times 69\,500 \times 0,35 / 100 = 289 \text{ W}$$

$$\dot{u}_{PaL} = \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \dot{u}_{Pa2} = 0,84 \times 816 = 685 \text{ W}$$

$$\dot{u}_{\theta L} = \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} I_N^2 R_2 u_{\theta 2} = 0,004\,6 \times 69\,500 = 320 \text{ W}$$

The combined absolute standard uncertainty is given by:

$$\dot{u}_{LL} = \sqrt{(1,19 I_N^2 R_2 u_{R2})^2 + (0,84 \dot{u}_{Pa2})^2 + (0,004\,6 I_N^2 R_2 u_{\theta 2})^2} = \sqrt{289^2 + 685^2 + 320^2} = 809 \text{ W}$$

The expanded absolute uncertainty is obtained as:

$$\dot{U}_{LL} = 2 \dot{u}_{LL} = 2 \times 809 = 1,62 \text{ kW}$$

which corresponds to a coverage probability of approximately 95 %.

The relative standard uncertainty is then:

$$u_{LL} = \frac{\dot{u}_{LL}}{P_{LL}} 100 = \frac{809}{97\,380} 100 = 0,83 \%$$

and the expanded relative uncertainty:

$$U_{LL} = 2 u_{LL} = 2 \times 0,83 = 1,66 \%$$

which corresponds to a level of confidence of approximately 95 %.

The results obtained are a little greater than the ones estimated for the load loss at ambient temperature θ_2 .

A.10 Presentation of the results

On the test report, the estimated result of the load loss measurement should be given with the indication of the expanded uncertainty.

If the uncertainty is given in relative value, the load loss at reference temperature 75 °C are to be expressed as follows:

$$97,4 \text{ kW} \pm 1,66 \%$$

Alternatively, if the uncertainty is given in absolute value:

$$97,4 \text{ kW} \pm 1,62 \text{ kW}$$

The text shall be also completed with the indication of the coverage factor that for the example made was $k = 2$ (confidence level of about 95 %).

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 60076-19:2013

Annex B (Informative)

Example of load loss uncertainty evaluation for a distribution transformer

B.1 General

The following example refers to the evaluation of the uncertainty that affect the measurement of load loss performed on a distribution transformer, at ambient temperature and using a three phase power analyzer.

In the text, reference is made to the clauses of the main document, while the numerical example was derived from a real measurement experience performed on a three-phase distribution transformer.

B.2 Transformer ratings

The main transformer ratings are reported in Table B.1.

Table B.1 – Transformer ratings

Number of phase	3
Rated frequency	50 Hz
Rated power	2 000 kVA
Rated voltages	6 000/420 V
Rated currents	192,5 / 2 749 A
Short-circuit impedance	6 %
Load loss (guarantee value)	13 600 W
Winding connections	Delta/star

B.3 Measuring method and instrumentation used

The transformer was supplied from the high voltage winding with the low voltage winding short-circuited.

The following instrumentation was used:

- three system power analyser by which the active power, currents and voltages were measured;
- current transformers: rated ratio 200/5 A, accuracy class 0,1;
- temperature sensors applied to the transformer tank or windings to estimate the average winding temperature.

B.4 Model of the measurand (see 7.2)

The model function for load loss referred to rated current and ambient temperature is the following:

$$P_2 = k_{CN} \left(1 + \frac{\varepsilon_C}{100} \right) \times \frac{P_W}{1 + \Delta\varphi_C \tan \varphi} \times \left[\frac{I_N}{k_{CN} \times I_M} \right]^2$$

The known systematic deviations of the power meter have been assumed to be negligible. The phase angle φ of the loss power is obtained from:

$$\varphi = \varphi_M + \Delta\varphi_C = \arccos \left(\frac{P_W}{I_M U_M} \right) + \Delta\varphi_C$$

The corrective term for phase displacement is given by:

$$\frac{1}{1 + \Delta\varphi_C \tan \varphi}$$

When the ratio error of the current transformers and its uncertainties are very low, the model may be reduced as follows:

$$P_2 = k_{CN} \times \frac{P_W}{1 + \Delta\varphi_C \tan \varphi} \times \left[\frac{I_N}{k_{CN} \times I_M} \right]^2$$

B.5 Results of the measurements

On the examined transformers, the following measuring results at ambient temperature were obtained from the power analyzer are reported in Table B.2.

Table B.2 – Measured quantities

Test current (corresponding to rated current)	4,812 A
Power meter indication at rated current (P_W)	337,5 W
Test voltage	365,0 V
Power factor ($\cos \varphi_M$):	0,111
Measured active power at rated current:	13 500 W
The indications of the three power systems were of the same order.	

The estimate of the phase angle between voltage and current results (see 7.2):

$$\varphi = \arccos \left(\frac{P_W}{I_M \times U_M} \right) + \Delta\varphi_C = \arccos \left(\frac{337,5}{4,812 \times \sqrt{3} \times 365,0} \right) + \frac{0,035}{100} 57,3 = 83,63 + 0,02 = 83,65^\circ$$

The corresponding $\tan \varphi$ is therefore equal to 8,99.

The corrective term results the following:

$$K_C = \frac{1}{1 + \Delta\varphi_C \tan \varphi} = \frac{1}{1 + 0,035 / 100 \times 8,99} = 0,997$$

The corrected power is therefore:

$$P_2 = k_{CN} \times P_W \times K_C = 40 \times 337,5 \times 0,997 = 13\,460 \text{ W}$$

B.6 Estimate of the single contributions to the uncertainty formation

B.6.1 General

Following the indication given in the main document, the single contributions to the formation of the uncertainty that affected the measurand are discussed.

B.6.2 Power analyzer (see 10.5)

According to the instrument manual, the accuracy of the measured power is given by the combination of a number of terms. For the cases under consideration the accuracy resulted of $\pm 0,57 \%$.

The corresponding standard uncertainty estimated is:

$$u_W = \frac{0,57}{\sqrt{3}} = 0,33 \%$$

For the current measurement, the same instrument assured an accuracy of $\pm 0,42 \%$ at which the following standard uncertainty corresponds:

$$u_A = \frac{0,42}{\sqrt{3}} = 0,24 \%$$

For the voltage measurement, the instrument assured an accuracy of $\pm 0,25 \%$ at which the following standard uncertainty correspond:

$$u_U = \frac{0,25}{\sqrt{3}} = 0,14 \%$$

B.6.3 Current transformers (see 10.3)

For the measurement, current transformers of accuracy class 0,1 according to the IEC standard in force, were used.

For the type of transformer under test the values of the ratio error and displacement error given by the calibration certificate can be considered, as indicated in Table B.3.

Table B.3 – Calibration of the current transformers

Rated ratio	Accuracy class	Ratio error (%)		Phase displacement (centiradians)	
		ϵ	u_c	Value	$\Delta\varphi_c$
200/5	0,1	0,0	0,01	+ 0,035	0,01
NOTE The errors reported in the table are those measured including burden and connections corresponding to the instrument used.					

B.6.4 Corrective term uncertainty (see 10.3.2)

The corrective term uncertainty is given by.

$$u_{FD} = \Delta\varphi_C \times \tan\varphi = 0,035 \times 8,99 = 0,31 \%$$

B.7 Uncertainty of the load loss measured at ambient temperature (see 7.4)

The uncertainty affecting the load loss at ambient temperature can be estimate using the results of the previous elaborations as summarized in Table B.4.

Table B.4 – Uncertainty contribution

Quantity	Estimate	Standard uncertainty	Sensitivity coefficient	Uncertainty contribution
Power meter	P_W	u_P	1	0,33 %
Phase displacement	$\frac{1}{1 - \Delta\varphi_C \tan\varphi}$	U_{FD}	1	0,31 %
Ampere meter	I_M	u_{IM}	2	0,48 %

The combined uncertainty of load loss measured at ambient temperature is given by:

$$u_{LL} = \sqrt{u_P^2 + u_{FD}^2 + u_I^2} = \sqrt{0,33^2 + 0,31^2 + 0,48^2} = 0,66 \%$$

B.8 Expanded uncertainty of the load loss (see 7.4)

The relative expanded uncertainty is:

$$U_{LL} = 2 u_{LL} = 2 \times 0,66 = 1,32 \%$$

Passing to the absolute expanded uncertainty:

$$\dot{U}_{LL} = \frac{U_P}{100} P = \frac{1,32}{100} 13,5 = 0,18 \text{ kW}$$

On the test report, the estimated result of the measurement should be given with the indication of the expanded uncertainty.

If the uncertainty is expressed in relative value, the load loss at ambient temperature is to be declared as follows:

$$13,5 \text{ kW} \pm 1,32 \%$$

Alternatively, if the uncertainty is given in absolute value:

$$13,5 \text{ kW} \pm 0,18 \text{ kW}$$

The result shall be also completed with the indication of the coverage factor that for the example made was $k = 2$ (confidence level of about 95 %).

Bibliography

IEC 60076-8, *Power transformers – Part 8: Application guide*

IEC 61869-1, *Instrument transformers – Part 1: General requirements*

IEC 61869-2, *Instrument transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers*

IEC 61869-3, *Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers*

IEC 61869-7, *Instrument transformers – Part 7: Electronic voltage transformers*¹

IEC 61869-8, *Instrument transformers – Part 9: Electronic current transformers*¹

ISO/IEC 17025:2005, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories*

ISO/IEC Guide 98-3:2008, *Uncertainty of measurement – Part 3: Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM:1995)*

IEEE C57.123-2002, *IEEE Guide for Transformer Loss Measurement*

¹ Under consideration.

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS.....	40
INTRODUCTION.....	42
1 Domaine d'application.....	43
2 Références normatives.....	43
3 Termes et définitions.....	43
4 Symboles.....	44
4.1 Symboles généraux.....	44
4.2 Symboles pour l'incertitude.....	45
5 Mesure de la puissance, écart et incertitude systématiques.....	46
5.1 Généralités.....	46
5.2 Fonction modèle.....	46
5.3 Systèmes de mesure.....	46
6 Méthodes de mesure des pertes à vide.....	47
6.1 Généralités.....	47
6.2 Fonction modèle pour les pertes à vide aux conditions de référence.....	47
6.3 Bilan des incertitudes de mesure des pertes à vide.....	48
7 Méthodes de mesure des pertes dues à la charge.....	49
7.1 Généralités.....	49
7.2 Fonction modèle pour la mesure des pertes dues à la charge au courant assigné.....	49
7.3 Mesure rapportée au courant assigné et à la température de référence.....	50
7.4 Bilan des incertitudes de la puissance mesurée P_2 rapportée au courant assigné.....	51
7.4.1 Généralités.....	51
7.4.2 Incertitudes de la puissance mesurée des pertes dues à la charge P_2 à la température ambiante θ_2	51
7.5 Bilan des incertitudes pour les pertes dues à la charge rapportées à la température de référence.....	51
8 Calculs triphasés.....	53
8.1 Mesure de la puissance.....	53
8.2 Tension de référence.....	53
8.3 Courant de référence.....	54
9 Rapport.....	54
9.1 Déclaration de l'incertitude.....	54
9.2 Traçabilité.....	54
10 Estimation des corrections et contributions à l'incertitude.....	54
10.1 Transformateurs de mesure.....	54
10.2 Contributions à l'incertitude: erreur de rapport des transformateurs de mesure.....	55
10.3 Contribution à l'incertitude: déphasage des transformateurs de mesure.....	55
10.3.1 Généralités.....	55
10.3.2 Méthode de référence complète.....	55
10.3.3 Méthode de l'indice de classe.....	57
10.4 Mesures de tension et de courant.....	57
10.5 Wattmètre.....	58
10.6 Correction de la forme d'onde sinusoïdale.....	59

10.7 Température des enroulements pendant la mesure des pertes dues à la charge.....	59
10.8 Mesure de la résistance d'enroulement	60
Annexe A (informative) Exemple d'évaluation de l'incertitude des pertes dues à la charge pour un grand transformateur de puissance	62
Annexe B (informative) Exemple d'évaluation de l'incertitude des pertes dues à la charge pour un transformateur de distribution.....	70
Bibliographie	75
Tableau 1 – Incertitudes des pertes à vide mesurées.....	49
Tableau 2 – Incertitudes des pertes dues à la charge mesurées à la température ambiante	51
Tableau 3 – Incertitude absolue des pertes supplémentaires à la température θ_2	52
Tableau 4 – Incertitude absolue des pertes dues à la charge P_{LL} rapportées à la température de référence.....	52
Tableau 5 – Méthodes de détermination des incertitudes de déphasage.....	55
Tableau A.1 – Caractéristiques assignées du transformateur	62
Tableau A.2 – Résultats de mesure des pertes (une phase).....	64
Tableau A.3 – Étalonnage des transformateurs de tension et de courant.....	65
Tableau A.4 – Contributions à l'incertitude.....	67
Tableau B.1 – Caractéristiques assignées du transformateur	70
Tableau B.2 – Grandeurs mesurées	71
Tableau B.3 – Étalonnage des transformateurs de courant	72
Tableau B.4 – Contribution à l'incertitude	73

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 19: Règles pour la détermination des incertitudes de mesure des pertes des transformateurs de puissance et bobines d'inductance

AVANT-PROPOS

- 1) La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI – 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 la CEI"). 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 la CEI, participent également aux travaux. La CEI 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 la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux de la CEI intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les Publications de la CEI se présentent sous la forme de recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux de la CEI. Tous les efforts raisonnables sont entrepris afin que la CEI s'assure de l'exactitude du contenu technique de ses publications; la CEI 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 la CEI s'engagent, dans toute la mesure possible, à appliquer de façon transparente les Publications de la CEI dans leurs publications nationales et régionales. Toutes divergences entre toutes Publications de la CEI et toutes publications nationales ou régionales correspondantes doivent être indiquées en termes clairs dans ces dernières.
- 5) La CEI 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 la CEI. La CEI 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 la CEI, 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 la CEI, 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 la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, 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 la CEI peuvent faire l'objet de droits de brevet. La CEI 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 la CEI 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.

La CEI 60076-19, qui est une spécification technique, a été établie par le comité d'études 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

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

Projet d'enquête	Rapport de vote
14/726/DTS	14/736A/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/CEI, Partie 2.

Une liste de toutes les parties de la série CEI 60076, publiées sous le titre général *Transformateurs de puissance*, peut être consultée sur le site web de la CEI.

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 la CEI sous "<http://webstore.iec.ch>" dans les données relatives à la publication recherchée. A cette date, la publication sera

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

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 60076-19:2013

INTRODUCTION

Dans la plupart des contrats, les pertes des transformateurs (pertes à vide et pertes dues à la charge) font l'objet de clauses de garantie et de pénalités; elles jouent en effet un rôle important dans l'évaluation des coûts totaux (d'exploitation) et par conséquent en ce qui concerne l'estimation des investissements consentis.

Selon l'ISO/CEI 17025, il convient que les résultats de toutes les mesures soient quantifiés avec l'évaluation de l'incertitude correspondante. Une autre exigence stipule également que les éventuelles corrections connues doivent avoir été appliquées avant l'évaluation de l'incertitude.

Les corrections et les incertitudes sont également prises en compte dans la CEI 60076-8 qui fournit certaines indications à caractère général pour leur détermination.

La présente Spécification Technique traite de la mesure des pertes; du point de vue méthodologique cette mesure consiste à estimer un mesurande et à évaluer l'incertitude qui affecte ledit mesurande.

La plage d'incertitude est fonction de la qualité de l'installation d'essai et du système de mesure, de l'expertise du personnel et des difficultés intrinsèques des mesures induites par les objets soumis à l'essai.

Les résultats d'essai présentés sont considérés comme l'estimation la plus correcte et ces valeurs sont par conséquent acceptées en l'état.

Les Annexes au présent document présentent deux exemples de calcul de l'incertitude de mesure des pertes dues à la charge portant sur de grands transformateurs de puissance et de distribution.

Les normes, rapports techniques et guides cités dans le texte sont répertoriés à la fin du document.

Il est indiqué qu'il convient que les calculs de garantie et de pénalité fassent référence aux valeurs conventionnellement vraies des pertes, sans tenir compte des incertitudes de mesure.

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 19: Règles pour la détermination des incertitudes de mesure des pertes des transformateurs de puissance et bobines d'inductance

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60076, qui est une Spécification Technique, présente les procédures qu'il convient d'appliquer pour évaluer l'incertitude qui affecte les mesures des pertes à vide et des pertes dues à la charge lors d'essais individuels de série de transformateurs de puissance.

Même si la présente spécification prête une attention particulière aux transformateurs, elle peut être également utilisée, le cas échéant, pour les mesures des pertes des bobines d'inductance, à l'exception des grandes bobines d'inductance à très faible facteur de puissance.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. 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).

CEI 60076-1:2011, *Transformateurs de puissance – Partie 1: Généralités*

CEI 60076-2:2011, *Transformateurs de puissance – Partie 2: Échauffement des transformateurs immergés dans le liquide*

3 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions donnés dans la CEI 60076-1 et la CEI 60076-2, ainsi que les suivants s'appliquent.

NOTE Les termes et définitions suivants sont extraits du Guide ISO/CEI 98-3:2008.

3.1

incertitude (de mesure)

paramètre, associé à un résultat de mesure, qui caractérise la dispersion des valeurs qui pourraient raisonnablement être attribuées au mesurande

[SOURCE: Guide ISO/IEC 98-3:2008, 2.2.3]

3.2

incertitude-type

incertitude du résultat d'une mesure exprimée sous la forme d'un écart type

[SOURCE: Guide ISO/IEC 98-3:2008, 2.3.1]

3.3

évaluation de type A (de l'incertitude)

méthode d'évaluation de l'incertitude par l'analyse statistique de séries d'observations

[SOURCE: Guide ISO/IEC 98-3:2008, 2.3.2]

3.4

évaluation de type B (de l'incertitude)

méthode d'évaluation de l'incertitude par des moyens autres que l'analyse statistique de séries d'observations

[SOURCE: Guide ISO/IEC 98-3:2008, 2.3.3]

3.5

incertitude-type composée

incertitude-type du résultat d'un mesurage, lorsque ce résultat est obtenu à partir des valeurs d'autres grandeurs, égale à la racine carrée d'une somme de termes, ces termes étant les variances ou covariances de ces autres grandeurs, pondérées selon la variation du résultat de mesure en fonction de celle de ces grandeurs

[SOURCE: Guide ISO/IEC 98-3:2008, 2.3.4]

3.6

incertitude élargie

grandeur définissant un intervalle, autour du résultat d'une mesure, dont on puisse s'attendre à ce qu'il comprenne une fraction élevée de la distribution des valeurs qui pourraient être attribuées raisonnablement au mesurande

[SOURCE: Guide ISO/IEC 98-3:2008, 2.3.5]

3.7

facteur d'élargissement

facteur numérique utilisé comme multiplicateur de l'incertitude-type composée pour obtenir l'incertitude élargie

[SOURCE: Guide ISO/IEC 98-3:2008, 2.3.6]

4 Symboles

4.1 Symboles généraux

F_D	Paramètre relatif à la correction de la puissance, compte tenu du déphasage dans un circuit de mesure donné
I_M	Courant mesuré par l'ampèremètre (de préférence, le courant assigné)
I_N	Courant de référence (correspondant généralement au courant assigné)
k_{CN}	Rapport de transformation assigné du transformateur de courant
k_{VN}	Rapport de transformation assigné du transformateur de tension
P	Puissance
P_2	Puissance mesurée des pertes dues à la charge, corrigée pour tenir compte des écarts systématiques connus et en référence au courant I_N
P_{LL}	Pertes dues à la charge aux conditions de référence
P_{NLL}	Pertes à vide aux conditions de référence et corrigées pour tenir compte des erreurs de mesure connues
n	Exposant associé au comportement non linéaire des pertes à vide
P_W	Puissance mesurée par le wattmètre
P_{ar}	Pertes supplémentaires à la température de référence
P_{a2}	Pertes supplémentaires à la température θ_2

R_1	Résistance équivalente des enroulements à la température θ_1 conformément à la CEI 60076-1
R_2	Résistance équivalente des enroulements à la température θ_2
R_r	Résistance équivalente des enroulements à la température de référence
t	Paramètre relatif au coefficient de variation thermique de la résistance d'enroulement
U_{avg}	Tension mesurée au moyen d'un appareil donnant une valeur moyenne redressée
U_M	Tension mesurée
U_N	Tension assignée
U_{rms}	Tension mesurée au moyen d'un appareil donnant une valeur efficace vraie
θ	Température (exprimée en degrés Celsius)
θ_1	Température d'enroulement d'un transformateur au cours de l'essai de mesure de résistance d'enroulement à froid conformément à la CEI 60076-1
θ_2	Température des enroulements de transformateurs au cours de l'essai des pertes dues à la charge (exprimée en degrés Celsius)
θ_r	Température de référence pour les enroulements de transformateurs, conformément à la CEI 60076-1
$\Delta\varphi_C$	Déphasage réel du transformateur de courant (rad)
$\Delta\varphi_P$	Déphasage réel du wattmètre (rad)
$\Delta\varphi_V$	Déphasage réel du transformateur de tension (rad)
ε_C	Erreur vraie du rapport du transformateur de courant (%)
ε_V	Erreur vraie du rapport du transformateur de tension (%)
φ	Décalage angulaire réel entre tension et courant (rad)
φ_M	Décalage angulaire entre tension et courant mesuré au wattmètre (rad)

4.2 Symboles pour l'incertitude

c	Facteur de sensibilité contribuant à l'incertitude
u	Incrtitude-type
$\dot{u}$	Incrtitude-type absolue
U	Incrtitude élargie
$\dot{U}$	Incrtitude élargie absolue
u_C	Incrtitude du rapport du transformateur de courant (exprimée en pourcentage du rapport)
u_{IM}	Incrtitude de mesure du courant
u_{LL}	Incrtitude des pertes dues à la charge à la température de référence
u_{NLL}	Incrtitude des pertes à vide
u_{P2}	Incrtitude de P_2
u_{FD}	Incrtitude du terme F_D
u_{PW}	Incrtitude de la puissance indiquée par l'analyseur
u_{R1}	Incrtitude de la résistance équivalente R_1
u_{R2}	Incrtitude de la résistance équivalente R_2
u_{UM}	Incrtitude de mesure de la tension

u_V	Incertitude du rapport du transformateur de tension
u_{WF}	Incertitude de la correction à la forme d'onde sinusoïdale pour des pertes à vide
$u_{\Delta\varphi}$	Incertitude du déphasage pour l'ensemble du système de mesure
$u_{\Delta\varphi C}$	Incertitude du déphasage du transformateur de courant
$u_{\Delta\varphi V}$	Incertitude du déphasage du transformateur de tension

5 Mesure de la puissance, écart et incertitude systématiques

5.1 Généralités

On considère ci-après que les pertes du transformateur sont mesurées dans les conditions spécifiées par la CEI 60076-1, au moyen d'instruments numériques.

Pour les transformateurs triphasés, les pertes sont mesurées au moyen de trois systèmes de mesure monophasés indépendants. Ces systèmes peuvent être constitués d'appareils séparés ou combinés dans un appareil triphasé.

En général, les pertes sont mesurées en utilisant des transformateurs de courant et de tension associés à un wattmètre (analyseur de puissance).

En général, le système de mesure comporte un écart systématique connu (erreur) qui peut être (ou non) corrigé, et, dans chaque cas, il est utilisé une approche différente pour l'analyse de l'incertitude.

Les écarts systématiques liés à l'appareillage de mesure peuvent être caractérisés par étalonnage.

S'ils ne sont pas négligeables, il convient que les écarts systématiques induits par le système de mesure soient corrigés avant estimation de l'incertitude.

5.2 Fonction modèle

L'estimation des incertitudes inclut les incertitudes du système de mesure ainsi que celles de l'objet soumis à l'essai (transformateur ou bobine d'inductance).

Ainsi, les fonctions modèles présentées ci-après incluent en une seule équation à la fois le système de mesure et l'objet soumis à l'essai.

5.3 Systèmes de mesure

Les systèmes de mesure peuvent être caractérisés soit par une incertitude globale déclarée, soit en spécifiant les composantes de l'incertitude.

Pour les systèmes caractérisés par une incertitude globale, il est possible de simplifier l'analyse de l'incertitude, mais cette simplification n'est pas utilisée dans le présent document, car en général, il n'y a pas d'étalonnage disponible au niveau système.

En conséquence, il convient que tout type de système de mesure soit également spécifié au niveau des composantes.

6 Méthodes de mesure des pertes à vide

6.1 Généralités

La méthode d'essai est donnée dans la CEI 60076-1.

Les pertes à vide doivent être mesurées à la tension et à la fréquence assignée, avec une tension de forme sinusoïdale.

Le courant consommé par l'objet soumis à l'essai n'est pas sinusoïdal et il peut générer une distorsion de tension donnant lieu à des valeurs de pertes erronées. La CEI 60076-1 spécifie une correction des pertes du transformateur, ainsi qu'une limite de distorsion admissible.

6.2 Fonction modèle pour les pertes à vide aux conditions de référence

Les pertes à vide présentent une relation non linéaire avec la tension appliquée, qui peut être établie par plusieurs mesures répétées à des tensions différentes.

Pour la détermination de l'incertitude à la tension assignée, il suffit d'utiliser une approximation par loi exponentielle.

La fonction modèle utilisée pour l'estimation de l'incertitude des pertes à vide est la suivante:

$$P_{NLL} = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}} \times k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan \varphi} \times \left[\frac{U_N}{k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} U_M} \right]^n \times \left(1 + \frac{U_{avg} - U_{rms}}{U_{avg}} \right) \quad (1)$$

où

$k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}}$ est le paramètre relatif à l'erreur de rapport du transformateur de courant (TC);

$k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}}$ est le paramètre relatif à l'erreur de rapport du transformateur de tension (TT);

$\frac{1}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan \varphi}$ est le paramètre relatif à la correction de la puissance compte tenu du déphasage (F_D);

$\left[\frac{U_N}{k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} U_M} \right]^n$ est le paramètre relatif à la tension de mesure réelle dans lequel l'exposant est associé au comportement non linéaire des pertes à vide;

$\left(1 + \frac{U_{avg} - U_{rms}}{U_{avg}} \right)$ est utilisé pour compenser l'influence de la distorsion de la forme d'onde de tension sur les pertes à vide. U_{avg} est l'indication d'un appareil de mesure de tension moyenne et U_{rms} l'indication d'un appareil de mesure de tension efficace (voir la CEI 60076-1).

L'Equation (1) peut également s'écrire:

$$P_{NLL} = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}} \times k_{VN} \left(1 + \frac{\varepsilon_V}{100} \right)^{n-1} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}) \tan \varphi} \times \left[\frac{U_N}{k_{VN} \times U_M} \right]^n \times \left(1 + \frac{U_{avg} - U_{rms}}{U_{avg}} \right) \quad (2)$$

On peut supposer que les écarts systématiques connus du wattmètre sont négligeables.

Le décalage angulaire des pertes de puissance est obtenu à partir de l'équation suivante:

$$\varphi = \varphi_M - \Delta_{\varphi V} + \Delta_{\varphi C} = \arccos \left(\frac{P_W}{I_M U_M} \right) - \Delta_{\varphi V} + \Delta_{\varphi C} \quad (3)$$

NOTE 1 Il est à noter que la formule utilisée pour la détermination des pertes est exprimée uniquement par le produit d'un certain nombre de facteurs, afin de faciliter l'estimation de l'incertitude relative totale de la mesure.

NOTE 2 On suppose que le wattmètre donne le facteur de puissance à partir de la mesure de la puissance active et de la puissance apparente à la composante fondamentale de fréquence de la tension d'essai.

NOTE 3 Les Equations (1) et (2) utilisent l'hypothèse simplifiée selon laquelle les pertes à vide sont proportionnelles à la tension élevée à la puissance n , où n augmente en général en fonction de la densité de flux. Étant donné que ce facteur est souvent approché à une valeur de $n = 2$, cet exposant peut être utilisé pour l'estimation de l'incertitude.

NOTE 4 Dans la formule écrite, certaines grandeurs d'influence secondaires, telles que la fréquence, ont été ignorées.

NOTE 5 La norme IEEE C57.123-2002 identifie un léger effet de la température sur les pertes à vide et donne une réduction de 1 % pour une élévation de température de 15 K. Cet effet, qui n'est pas bien connu et qui n'est pas identifié dans la CEI, n'a pas été pris en compte.

6.3 Bilan des incertitudes de mesure des pertes à vide

L'estimation de l'incertitude de la mesure des pertes à vide peut être obtenue comme indiqué dans le Tableau 1.

Dans la plupart des cas, l'estimation de l'incertitude au moyen de la méthode de l'indice de classe décrite en 10.3.3 est suffisamment précise car, pour la détermination de l'incertitude-type, il est possible de ne pas tenir compte des contributions suivantes:

- l'incertitude relative au déphasage lorsque le facteur de puissance est supérieur à 0,2;
- l'incertitude sur la correction de la forme d'onde sinusoïdale lorsque les indications des voltmètres de mesure de tension efficace et moyenne sont égales à plus ou moins 3 %.

Tableau 1 – Incertitudes des pertes à vide mesurées

Grandeur	Composante	Incertitude-type	Coefficient de sensibilité	Contribution à l'incertitude	Voir le paragraphe
Erreur de rapport du TC	ε_C	u_C	1	u_C	10.2
Erreur de rapport du TT	ε_V	u_V	$n-1$	$(n-1)u_V$	10.2
Wattmètre	P_W	u_{PW}	1	u_{PW}	10.5
Déphasage	$\frac{1}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C)\tan\varphi}$	$u_{\Delta\varphi} \approx 0$	1	≈ 0	10.3
Tension	U_N	u_{UM}	n	nu_{UM}	10.4
Correction de la forme d'onde sinusoïdale	$1 + \frac{U_{avg} - U_{rms}}{U_{avg}}$	u_{WF}	1	u_{WF}	10.6
Incertitude-type composée calculée comme suit: $u_{NLL} = \sqrt{u_C^2 + (n-1)^2 u_V^2 + u_{PW}^2 + n^2 u_{UM}^2 + u_{WF}^2}$					
L'incertitude relative élargie est $U_{NLL} = 2u_{NLL}$, ce qui correspond à un niveau de confiance d'environ 95 %.					

7 Méthodes de mesure des pertes dues à la charge

7.1 Généralités

La méthode d'essai est donnée dans la CEI 60076-1.

Les pertes doivent être mesurées en injectant le courant assigné ou doivent être rapportées à cette valeur de courant si la mesure est effectuée à un niveau de courant réduit. Par ailleurs, les résultats de mesure des pertes dues à la charge doivent être rapportés à la température de référence.

7.2 Fonction modèle pour la mesure des pertes dues à la charge au courant assigné

La CEI 60076-1 exige que la valeur mesurée des pertes dues à la charge soit corrigée par le carré du rapport du courant assigné au courant d'essai et que la puissance obtenue soit recalculée de la température réelle à la température de référence.

La fonction modèle pour la puissance mesurée P_2 en référence au courant assigné I_N est la suivante:

$$P_2 = k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}} \times k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C)\tan\varphi} \times \left[\frac{I_N}{k_{CN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_C}{100}} I_M} \right]^2 \quad (4)$$

qui est restructurée en:

$$P_2 = k_{CN} \left(1 + \frac{\varepsilon_C}{100} \right) \times k_{VN} \frac{1}{1 + \frac{\varepsilon_V}{100}} \times \frac{P_W}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan \varphi} \times \left[\frac{I_N}{k_{CN} I_M} \right]^2 \quad (5)$$

où

$\left[\frac{I_N}{k_{CN} I_M} \right]^2$ est le paramètre relatif au courant réel mesuré au cours de l'essai par rapport au courant de référence auquel le transformateur doit être testé;

les autres termes sont tels que définis en 6.2.

NOTE 1 Il est à noter que dans ce cas également, la formule pour la détermination des pertes est exprimée uniquement par le produit d'un certain nombre de facteurs, afin de faciliter l'estimation de l'incertitude relative totale de la mesure.

NOTE 2 Dans la formule écrite, certaines grandeurs d'influence secondaires, telles que la fréquence et les formes d'onde, ont été ignorées.

L'angle de déphasage des pertes de puissance est obtenu à partir de l'équation suivante:

$$\varphi = \varphi_M - \Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C = \arccos \left(\frac{P_W}{I_M U_M} \right) - \Delta\varphi_V + \Delta\varphi_C \quad (6)$$

7.3 Mesure rapportée au courant assigné et à la température de référence

On suppose que les pertes mesurées P_2 sont constituées des pertes $I_N^2 R$ et pertes supplémentaires P_{a2} . La relation entre ces éléments au courant de référence est I_N :

$$P_2 = I_N^2 R_2 + P_{a2}$$

Les pertes dues à la charge P_{LL} à la température de référence, comme défini dans l'Annexe E de la CEI 60076-1:2011, sont les suivantes:

$$P_{LL} = I_N^2 \times R_r + P_{ar} = I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} + P_{a2} \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}, \quad (7)$$

où la résistance équivalente R_2 des enroulements au cours de l'essai en charge réalisé à la température θ_2 peut être estimée à partir de la résistance équivalente R_1 obtenue à la température θ_1 par la relation suivante:

$$R_2 = R_1 \frac{t + \theta_2}{t + \theta_1}$$

où t est un paramètre relatif au coefficient de dilatation thermique de la résistance d'enroulement (235 pour le cuivre et 225 pour l'aluminium).

De la même manière, la résistance R_r à la température de référence θ_r est donnée par la formule suivante:

$$R_r = R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2}$$

Les pertes supplémentaires à la température de référence sont les suivantes:

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}$$

7.4 Bilan des incertitudes de la puissance mesurée P_2 rapportée au courant assigné

7.4.1 Généralités

Il convient qu'un bilan des incertitudes tienne compte de toutes les contributions possibles à l'incertitude et qu'une estimation de leurs amplitudes soit effectuée.

Les valeurs assignées, telles que I_N et θ_r , sont considérées constantes et ne sont pas incluses dans les évaluations de l'incertitude.

7.4.2 Incertitudes de la puissance mesurée des pertes dues à la charge P_2 à la température ambiante θ_2

Il convient d'estimer l'incertitude de la puissance des pertes dues à la charge P_2 conformément au Tableau 2.

Pour de grands transformateurs de puissance, il convient d'appliquer l'ensemble de la méthode de référence décrite en 10.3.2.

Pour les transformateurs de distribution, il est admis que la méthode de l'indice de classe décrite en 10.3.3, soit suffisamment précise.

Dans de nombreux cas, lorsque le facteur de puissance du circuit est supérieur à 0,2, la contribution du déphasage peut ne pas être prise en compte.

Tableau 2 – Incertitudes des pertes dues à la charge mesurées à la température ambiante

Grandeur	Composante	Incertitude-type	Coefficient de sensibilité	Contribution à l'incertitude [%]	Voir le paragraphe
Erreur de rapport du TC	ε_C	u_C	1	u_C	10.2
Erreur de rapport du TT	ε_V	u_V	1	u_V	10.2
Wattmètre	P_W	u_{PW}	1	u_{PW}	10.5
Déphasage	$\frac{1}{1 - (\Delta\varphi_V - \Delta\varphi_C) \tan\varphi}$	u_{FD}	1	u_{FD}	10.3
Ampèremètre	I_{IM}	u_{IM}	2	$2u_{IM}$	10.4
Incertitude-type composée calculée comme suit: $u_{P2} = \sqrt{u_C^2 + u_V^2 + u_{PW}^2 + u_{FD}^2 + 4u_{IM}^2}$					
L'incertitude relative élargie est $U_{P2} = 2u_{P2}$, ce qui correspond à un niveau de confiance d'environ 95 %.					

7.5 Bilan des incertitudes pour les pertes dues à la charge rapportées à la température de référence

Les résultats de l'essai de pertes dues à la charge doivent être rapportés à la température de référence conformément à la CEI 60076-1 (voir 7.3).

Il est nécessaire d'exprimer la puissance des pertes et les contributions à l'incertitude correspondantes en watts (c'est-à-dire comme des incertitudes absolues) afin d'obtenir un calcul correct de l'incertitude totale à la température de référence.

L'estimation des incertitudes affectant $I_N^2 R_2$ et les pertes supplémentaires à la température θ_2 sont obtenues comme indiqué au Tableau 3.

Tableau 3 – Incertitude absolue des pertes supplémentaires à la température θ_2

Grandeur	Composante	Mesure absolue	Sensibilité	Contribution
Pertes mesurées	P_2	$\dot{u}_{P2}$	1	$\dot{u}_{P2}$
$I_N^2 R_2$ pertes	$I_N^2 R_2$	$\dot{u}_{R2}$	I^2	$I^2 R \times u_{R2}$
L'incertitude absolue des pertes supplémentaires est calculée comme suit: $\dot{u}_{Pa2} = \sqrt{\dot{u}_{P2}^2 + (I_N^2 R_2 \times u_{R2})^2}$				
L'incertitude absolue élargie est $\dot{U}_{Pa2} = 2\dot{u}_{Pa2}$, ce qui correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.				

L'incertitude des pertes totales P_{LL} rapportées à la température de référence peut être déterminée à partir de la fonction modèle donnée en 7.3:

$$P_{LL} = I_N^2 R_r + P_{ar} = I_N^2 R_2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} + P_{a2} \frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}$$

Le Tableau 4 décrit la méthode permettant d'estimer l'incertitude absolue des pertes totales P_{LL} rapportées à la température de référence.

Tableau 4 – Incertitude absolue des pertes dues à la charge P_{LL} rapportées à la température de référence

Grandeur	Composante	Incrtitude absolue	Sensibilité	Contribution à l'incertitude absolue
Pertes $I_N^2 R_r$	R_r	$\dot{u}_{R2}$	$I_N^2 \frac{t + \theta_r}{t + \theta_2}$	$\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} I_N^2 R_2 u_{R2}$
Pertes supplémentaires	P_{ar}	$\dot{u}_{Pa2}$	$\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r}$	$\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \dot{u}_{Pa2}$
Température moyenne des enroulements	θ_2	$\dot{u}_{\theta2}$	$\approx I_N^2 R_r \frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2}$	$\frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} I_N^2 R_r \dot{u}_{\theta2}$
L'incertitude-type absolue totale est calculée comme suit:				
$\dot{u}_{LL} = \sqrt{\left(\frac{t + \theta_r}{t + \theta_2} I_N^2 R_2 u_{R2}\right)^2 + \left(\frac{t + \theta_2}{t + \theta_r} \dot{u}_{Pa2}\right)^2 + \left(\frac{t + \theta_r}{(t + \theta_2)^2} I_N^2 R_2 \dot{u}_{\theta2}\right)^2}$				
L'incertitude absolue élargie est $\dot{U}_{LL} = 2\dot{u}_{LL}$, ce qui correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.				
L'incertitude relative élargie obtenue est la suivante: $U_{LL} = \frac{\dot{U}_{LL}}{P_{LL}}$				

NOTE 1 Dans la première ligne du tableau, l'égalité $\dot{u}_{R2} = R_2 u_{R2}$ a été utilisée.

NOTE 2 Pour des transformateurs typiques immergés dans un liquide et en supposant $t = 235$, $\theta_2 = 20$ °C et $\theta_r = 75$ °C, les facteurs de sensibilité suivants peuvent être utilisés:

$$\frac{t+\theta_r}{t+\theta_2} \quad 1,2 \quad \frac{t+\theta_2}{t+\theta_r} = \frac{1}{\frac{t+\theta_r}{t+\theta_2}} \quad I_N^2 R_2 \frac{t+\theta_r}{(t+\theta_2)^2} \quad 0,0048 I_N^2 R_2$$

Pour d'autres combinaisons de température (comme pour les transformateurs de type sec), différents facteurs de sensibilité pourraient être appliqués.

NOTE 3 Le Tableau 4 utilise la simplification $\left| -I_N^2 R_2 \frac{t+\theta_r}{(t+\theta_2)^2} + P_{a2} \frac{1}{t+\theta_r} \right| \leq I_N^2 R_2 \frac{t+\theta_r}{(t+\theta_2)^2}$.

8 Calculs triphasés

8.1 Mesure de la puissance

Pour des transformateurs triphasés, il convient d'effectuer les mesures de puissance en utilisant trois systèmes de mesure monophasés séparés et d'additionner les trois mesures ainsi obtenues.

Dans ce cas, les critères d'estimation des incertitudes de mesure de la puissance pour chaque phase sont identiques à ceux fournis précédemment pour des circuits monophasés.

En général, les trois mesures de puissance ne sont pas corrélées et l'incertitude absolue $\dot{u}_T$ de la puissance totale est obtenue au moyen de la formule suivante:

$$\dot{u}_T = \sqrt{\dot{u}_1^2 + \dot{u}_2^2 + \dot{u}_3^2} \quad (8)$$

où les symboles sous la racine carrée représentent les incertitudes absolues des mesures de puissance réalisées sur chaque phase séparée, exprimées en watts.

L'incertitude relative est donnée par la formule suivante:

$$u_T = \frac{\dot{u}_T}{P_W} \quad (9)$$

où P_W est la somme de la puissance sur l'ensemble des trois phases.

Toutes les contributions à l'incertitude sont supposées être non corrélées.

NOTE Il est quelquefois utilisé des circuits de mesure de la puissance triphasés, avec un nombre réduit d'éléments de mesure. Il est cependant très difficile d'effectuer une estimation valable de l'incertitude pour ces circuits, car il est difficile d'obtenir des informations suffisantes concernant les paramètres d'influence. L'utilisation de tels circuits est donc déconseillée.

8.2 Tension de référence

La tension de référence est mesurée au cours des essais de pertes à vide. S'il est possible de considérer que le système triphasé est pratiquement symétrique, il est acceptable d'utiliser

la valeur moyenne des trois indications de la tension de référence. Les grandeurs peuvent être considérées comme non corrélées.

8.3 Courant de référence

Le courant de référence est mesuré au cours des essais de pertes dues à la charge. S'il est possible de considérer que le système triphasé est pratiquement symétrique, il est acceptable d'utiliser la valeur moyenne des trois indications du courant de référence. Les grandeurs peuvent être considérées comme non corrélées.

9 Rapport

9.1 Déclaration de l'incertitude

Conformément à la présente Spécification Technique, il convient de déclarer l'incertitude-type totale des mesures des pertes, ainsi que l'incertitude élargie.

Il convient de déterminer les incertitudes élargies en multipliant l'incertitude-type par le facteur d'élargissement $k = 2$, ce qui, pour une loi de distribution normale, correspond à une probabilité de dispersion d'environ 95 %.

9.2 Traçabilité

Il convient que toutes les mesures utilisées pour établir les pertes soient fondées sur des étalonnages traçables. Il convient que la chaîne de traçabilité soit indiquée dans le rapport.

10 Estimation des corrections et contributions à l'incertitude

10.1 Transformateurs de mesure

En général, les transformateurs de mesure sont étalonnés à diverses valeurs de courant (de tension) et en utilisant au moins deux charges différentes; les erreurs dues aux conditions de mesure peuvent être obtenues par interpolation à partir des données disponibles fournies dans le certificat d'étalonnage.

Il convient que le certificat d'étalonnage inclue l'incertitude élargie des erreurs de rapport et des déphasages déclarés, ainsi que le facteur d'élargissement appliqué.

Il est admis d'utiliser dans les systèmes de mesure des transformateurs de courant conventionnels ou de technologie avancée:

- transformateurs conventionnels à circuit magnétique simple;
- transformateurs de courant à flux nul;
- transformateurs de courant à deux étages;
- transformateurs de courant à amplification.

Pour les transformateurs de mesure conventionnels, une exactitude plus élevée peut être obtenue si l'étalonnage est réalisé à la charge réelle, au cours de la mesure des pertes; cette solution est également recommandée pour les grands transformateurs de puissance.

Les appareils de technologie avancée permettant d'améliorer l'exactitude et la stabilité sont traités séparément car leurs caractéristiques sont différentes. Ils fonctionnent selon le principe de la réduction du flux dans la partie active à une valeur proche de zéro, de sorte que les erreurs de rapport et les déphasages sont ramenés à de très faibles valeurs.

En variante aux transformateurs inductifs de tension conventionnels, les transducteurs de tension de technologie avancée utilisent des condensateurs à gaz comprimé normalisés,

associés à divers circuits de retour actifs qui réduisent les erreurs de rapport et les déphasages.

Lorsque l'incertitude due au déphasage nécessite d'être également évaluée pour le wattmètre, la formule devient la suivante $u_{\Delta\phi} = \sqrt{u_{\Delta\phi V}^2 + u_{\Delta\phi C}^2 + u_{\Delta\phi P}^2}$ où $u_{\Delta\phi P}$ est l'incertitude liée au déphasage dans le wattmètre.

10.2 Contributions à l'incertitude: erreur de rapport des transformateurs de mesure

Cette méthode, valable à la fois pour les transformateurs de mesure conventionnels et de technologie avancée, est fondée sur l'erreur admise (e_{class}) conformément aux exigences applicables à la classe du transformateur de mesure; on estime que l'erreur de rapport est $\varepsilon_C = 0$ pour les transformateurs de courant et $\varepsilon_V = 0$ pour les transformateurs de tension.

Par conséquent, en supposant une loi rectangulaire (voir le Guide ISO/CEI 98-3), l'incertitude est la suivante:

$$u_C = \sqrt{\frac{e_{class}^2}{3}} \quad u_V = \sqrt{\frac{e_{class}^2}{3}} \quad (10)$$

Pour cette méthode, une condition préalable et nécessaire est que le transformateur de mesure soit utilisé dans les plages admissibles de charge et de courant (ou de tension).

10.3 Contribution à l'incertitude: déphasage des transformateurs de mesure

10.3.1 Généralités

Les déphasages combinés des transformateurs de courant et de tension affectent l'estimation du mesurande et il convient d'évaluer leurs effets pour l'ensemble du système, plutôt que pour chaque composante.

En fonction de chaque type de mesure, il est possible d'envisager deux options différentes pour l'estimation du facteur de correction du déphasage F_D et de l'incertitude correspondante u_{FD} .

Les méthodes à appliquer sont données dans le Tableau 5.

Tableau 5 – Méthodes de détermination des incertitudes de déphasage

Méthode	Application	Paragraphe
Méthode de référence complète	Cette méthode est la plus correcte et il convient qu'elle soit appliquée lorsque le facteur de puissance est 0,2	10.3.2
Méthode de l'indice de classe	Cette méthode donne des résultats acceptables lorsque le facteur de puissance est 0,2	10.3.3

10.3.2 Méthode de référence complète

10.3.2.1 Formule générale

La correction de l'effet du déphasage sur le mesurande est donnée par la formule suivante:

$$F_D = \frac{1}{1 - (\Delta_{\phi V} - \Delta_{\phi C}) \tan \varphi} \quad (11)$$

où

$\Delta_{\phi C}$ est le déphasage du transformateur de courant (rad);

$\Delta_{\phi V}$ est le déphasage du transformateur de tension (rad);

φ est le décalage angulaire réel entre tension et courant (corrections du déphasage de transformateurs de mesure appliqués).

Pour des transformateur de mesure de technologie avancée, on peut supposer que les déphasages sont $\Delta_{\phi C} = 0$ et $\Delta_{\phi V} = 0$.

L'incertitude u_{FD} qui affecte la correction du déphasage F_D est fonction de diverses variables, mais dans les applications pratiques, il est possible de l'estimer au moyen de la relation simplifiée suivante:

$$u_{FD} \approx u_{\Delta\varphi} \tan \varphi \quad (12)$$

où l'incertitude $u_{\Delta\varphi}$ représente l'incertitude composée des déphasages du transformateur de mesure, qui peut être déterminée comme établie ci-dessous.

NOTE 1 L'incertitude du déphasage est normalement donnée en valeur absolue. Cependant, le résultat de l'Equation (12) sera toujours l'incertitude relative (en utilisant les radians et en multipliant le résultat par 100. Celui-ci sera exprimé en pourcentage).

NOTE 2 De manière générale, pour les transformateurs de mesure de technologie avancée, il n'est pas possible d'effectuer des corrections en utilisant des résultats d'étalonnage.

10.3.2.2 Incertitude des transformateurs de mesure conventionnels

L'incertitude est donnée par la relation suivante:

$$u_{\Delta\varphi} = \sqrt{u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (13)$$

où $u_{\Delta\varphi C}$ et $u_{\Delta\varphi V}$ sont les incertitudes-types indiquées dans le rapport d'étalonnage.

Si la méthode d'interpolation est appliquée pour déterminer la contribution au déphasage des transformateurs de tension et de courant et si les incertitudes correspondantes ne peuvent pas être ignorées, il convient que cette contribution soit constituée des incertitudes déterminées ci-dessous:

$$u_{\Delta\varphi} = \sqrt{u_{int\Delta\varphi V}^2 + u_{\Delta\varphi V}^2 + u_{int\Delta\varphi C}^2 + u_{\Delta\varphi C}^2} \quad (14)$$

où les incertitudes u_{int} sont les incertitudes-types imputables aux interpolations. La détermination de ces déphasages est discutée ci-après.

Il faut estimer cette incertitude et, en lieu et place d'autres évaluations, il est possible de supposer qu'elle est égale à 1/3 de la correction d'interpolation appliquée.

Dans le cas où le certificat d'étalonnage indique l'exactitude sans aucune information concernant le facteur d'élargissement, l'incertitude-type correspondante peut être supposée égale à cette exactitude divisée par $\sqrt{3}$ (loi de probabilité rectangulaire).

10.3.2.3 Incertitude des transformateurs de mesure de technologie avancée

Pour évaluer l'incertitude de déphasage, il suffit de tenir compte de la spécification de l'exactitude et de l'exactitude de l'étalonnage:

$$u_{\Delta\varphi C} = \sqrt{u_{cal}^2 + \frac{u_{spec}^2}{3}} \quad \text{et} \quad u_{\Delta\varphi V} = \sqrt{u_{cal}^2 + \frac{u_{spec}^2}{3}} \quad (15)$$

où

u_{cal} est l'incertitude-type obtenue en divisant l'incertitude élargie du déphasage donné dans un certificat d'étalonnage par le facteur d'élargissement. Si le facteur d'élargissement n'est pas explicitement fourni, on suppose en général qu'il s'agit d'une loi rectangulaire et on divise par $\sqrt{3}$;

u_{spec} est le déphasage maximal défini pour la spécification d'exactitude du transformateur de mesure.

10.3.3 Méthode de l'indice de classe

Aucune correction n'est appliquée à la puissance mesurée pour le déphasage et par conséquent $F_D \approx 1$.

Pour les transformateurs de mesure conventionnels, l'incertitude de déphasage peut être estimée à partir de la valeur maximale que pourrait prendre le terme F_D pour la plage de valeurs prévue de $\tan \varphi$ et en supposant une loi de probabilité rectangulaire:

$$u_{FD} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| (1 - F_D) \right| = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| 1 - \frac{1}{1 - (\Delta_{\varphi V} - \Delta_{\varphi C}) \tan \varphi} \right| \quad (16)$$

où

$\Delta_{\varphi C}$ est la limite de classe négative (exprimée en radians) pour les déphasages de transformateurs de courant;

$\Delta_{\varphi V}$ est la limite de classe positive (exprimée en radians) pour les déphasages de transformateurs de tension.

Pour les transformateurs de mesure de technologie avancée, les règles données pour la méthode de référence complète s'appliquent (voir 10.3.2).

10.4 Mesures de tension et de courant

Il convient d'effectuer les mesures au moyen d'appareils numériques. L'exactitude des résultats de chaque lecture, exprimée en pourcentage, est en général donnée par une formule du type suivant:

$$a = b \times \text{reading} + c \times \text{range} \quad (17)$$

où b et c sont des coefficients relatifs à la spécification de l'exactitude de l'appareil.

NOTE 1 Certains manuels techniques indiquent également un troisième terme appelé décalage.

NOTE 2 La formule d'évaluation de l'exactitude peut être différente de celle indiquée ci-dessus, les manuels de l'appareil donnent les informations nécessaires.

L'incertitude étant normalement considérée avoir une loi rectangulaire, l'incertitude-type relative est donnée par les relations suivantes:

$$u_{UM} = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad \text{et} \quad u_{IM} = \frac{a}{\sqrt{3}} \quad (18)$$

respectivement pour les mesures de tension et de courant.

Lorsqu'elle figure dans le manuel de l'appareil, l'incertitude est donnée directement. Il convient de prêter une attention particulière au facteur d'élargissement utilisé.

10.5 Wattmètre

L'exactitude d'une mesure de la puissance réalisée au moyen d'un analyseur de puissance dépend des erreurs relatives aux canaux de tension et de courant, du facteur de puissance du mesurande et du décalage de lecture de l'appareil.

Étant donné qu'il existe divers critères permettant de déterminer l'incertitude de mesure de la puissance, il est recommandé de faire toujours référence à la spécification de l'analyseur de puissance et aux rapports d'étalonnage pertinents.

Pour les analyseurs de puissance de bonne qualité, les erreurs dues à l'appareil proprement dit peuvent être en général omises, de façon à ce que l'estimation de l'incertitude puisse être effectuée dans ce que l'on appelle les limites d'erreur (plage caractérisée par des valeurs positive et négative) qu'il convient que l'appareil ne dépasse jamais dans sa plage normale d'utilisation et en considérant une loi rectangulaire de la probabilité d'erreur.

Dans certains cas, l'incertitude de la puissance peut être déterminée en estimant séparément les différentes contributions (canaux de tension et de courant, facteur de puissance et décalage) puis en les combinant.

L'incertitude-type de chaque terme peut être obtenue en divisant par $\sqrt{3}$ les limites d'erreur mentionnées ci-dessus. Si les contributions uniques peuvent être considérées comme non corrélées, l'incertitude-type totale peut être obtenue par une relation de ce type:

$$u_{PW} = \sqrt{u_V^2 + u_I^2 + u_\varphi^2 + u_{off}^2} \quad (19)$$

où

u_V est la contribution relative au canal de tension;

u_I est la contribution relative au canal de courant (y compris la contribution de l'éventuel shunt);

u_φ est la contribution relative au facteur de puissance du circuit et au déphasage de l'appareil;

u_{off} est la contribution relative au décalage.

Certaines spécifications d'appareils contiennent des courbes (ou tableaux) qui donnent les limites d'erreur en fonction du facteur de puissance du circuit.

Ces courbes (ou tableaux) peuvent en général être considérées représentatives de l'erreur maximale. Si l'on suppose une loi rectangulaire, l'incertitude-type peut être estimée comme étant cette erreur maximale divisée par $\sqrt{3}$.

Étant donné que ces courbes (ou tableaux) se rapportent généralement aux plages assignées des canaux de tension et de courant, il pourrait être nécessaire de multiplier la valeur obtenue par le rapport suivant pour les mesures effectuées en dehors de ces conditions de référence:

$$\frac{U_N I_N}{UI} \quad (20)$$

où U_N et I_N sont les plages des canaux de tension et de courant, et U et I les relevés réels.

Certaines spécifications d'appareils permettent de déterminer directement l'incertitude, mais dans ce cas, il convient de prêter une attention particulière au facteur d'élargissement utilisé pour l'indiquer.

10.6 Correction de la forme d'onde sinusoïdale

Une correction approximative de la valeur des pertes à vide dues à la distorsion, donnée dans la CEI 60076-1, se fonde sur la tension efficace vraie U_{rms} et sur la valeur moyenne de la tension redressée U_{avg} .

Il n'existe pas de base solide permettant de confirmer l'incertitude due aux effets de la distorsion de tension sur la valeur des pertes à vide, et de ce fait, en l'absence de preuves supplémentaires, il est recommandé d'attribuer aux pertes à vide une incertitude telle que:

$$u_{wf} = \frac{U_{avg} - U_{rms}}{4U_{avg}} \quad (21)$$

Lorsque les incertitudes des indications des voltmètres à réponse en tension efficace et en tension moyenne sont égales à plus ou moins 3 %, il est admis de ne pas tenir compte de l'incertitude relative à la correction de la forme d'onde sinusoïdale.

10.7 Température des enroulements pendant la mesure des pertes dues à la charge

La température des enroulements pendant la mesure des pertes dues à la charge est importante pour les corrections ultérieures des résultats en fonction de la température de référence.

La température des enroulements peut être mesurée soit directement par des variations de la résistance, soit être estimée à partir des mesures d'autres grandeurs avant de mesurer les pertes.

Dans les deux cas, il est nécessaire d'effectuer une estimation appropriée de l'incertitude de la température des enroulements. Les méthodes permettant de déduire cette incertitude sont fournies ci-après. En général, il est prévu que ces incertitudes s'inscrivent dans une plage de 1 K à 2 K.

La méthode fondée sur la mesure des résistances des enroulements est justifiée pour de très grands transformateurs, ainsi que lorsque les enroulements sont présumés ne pas être dans des conditions d'état stable.

Pour de petits transformateurs, la détermination de la température des enroulements par une mesure de la résistance des enroulements est souvent non justifiée. Dans le cas où de nombreux transformateurs identiques sont soumis aux essais, il peut être suffisant et satisfaisant d'étudier une unité dans le cadre d'un essai particulier et d'utiliser les résultats obtenus pour tous les transformateurs d'un lot donné.

Lorsque, pour des grands transformateurs de puissance immergés dans un liquide, la température des enroulements est estimée sur la base de la température du liquide, il est possible d'appliquer les mêmes règles que celles spécifiées par la CEI 60076-2 pour la détermination de la température moyenne du liquide au cours de l'essai d'échauffement.

Lorsque des capteurs thermiques en fibre optique sont prévus en partie haute des enroulements pour mesurer les températures de point chaud, la moyenne des indications de ces capteurs pourrait être utilisée en lieu et place de la température du liquide mesurée dans un doigt de gant.

Pour les transformateurs de distribution immergés dans un liquide dont la hauteur d'enroulement dépasse rarement 1,5 m, il sera suffisant de tenir compte uniquement de la température du liquide dans le doigt de gant.

Pour les transformateurs secs, la température moyenne des enroulements peut être déterminée par la moyenne des indications des capteurs thermiques placés à l'intérieur des canaux de refroidissement axiaux. La température de référence déterminée par la mesure de la température du liquide s'applique uniquement si l'on peut considérer que l'enroulement est à l'état stable pendant l'essai. On peut considérer que l'enroulement est à l'état stable si sa température ne varie pas de plus de 1 K. Cette stabilité peut souvent être obtenue en maintenant l'application d'une courte caractéristique temps-courant par rapport à la constante de temps thermique de l'enroulement.

10.8 Mesure de la résistance d'enroulement

La résistance d'enroulement est en général mesurée en utilisant la méthode voltampère et l'incertitude imputable à l'appareil peut être exprimée par la relation suivante:

$$u_{R1} = \sqrt{u_{UM}^2 + u_{UIM}^2 + u_{SH}^2} \quad (22)$$

où

u_{uM} est l'incertitude de mesure de la tension;

u_{UIM} est l'incertitude de mesure de la tension de shunt; et

u_{SH} est l'incertitude de la résistance de shunt.

NOTE On suppose qu'un temps suffisant s'est écoulé pour assurer la disparition de tout phénomène transitoire ayant commencé à la fermeture du circuit de mesure et l'obtention de relevés stables.

Pour l'estimation de l'incertitude des mesures de la tension et du courant, il convient d'appliquer les mêmes méthodes que celles indiquées en 10.4.

Pour le courant de shunt, il suffit en général d'estimer l'incertitude résultant de l'indice de classe sans tenir compte de l'écart systématique, en d'autres termes:

$$u_{sh} = \sqrt{\frac{u_{class}^2}{3}} \quad (23)$$

Si la résistance est mesurée au moyen d'un appareil intégré, il convient que l'incertitude soit celle indiquée dans la spécification du fabricant et confirmée par étalonnage.

L'incertitude de la résistance équivalente obtenue en rapportant les valeurs à l'enroulement fourni pour la mesure des pertes dues à la charge, peut être obtenue en combinant l'incertitude absolue des résistances de chaque enroulement.

La valeur de la résistance est également affectée par la contribution à l'incertitude de la température à laquelle la mesure est effectuée, comme expliqué en 10.7.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC TS 60076-19:2013

Annexe A (informative)

Exemple d'évaluation de l'incertitude des pertes dues à la charge pour un grand transformateur de puissance

A.1 Généralités

L'exemple suivant concerne l'évaluation de l'incertitude qui peut affecter la mesure des pertes dues à la charge d'un grand transformateur de puissance, réalisée à la température ambiante et utilisant la méthode des trois wattmètres (trois mesures monophasées séparées).

L'exemple est extrait de mesures réelles réalisées sur un grand transformateur de puissance triphasé immergé dans l'huile.

Dans l'exemple, la détermination des incertitudes se limite à une seule des phases.

Les simplifications suivantes ont été introduites:

- mesurande non modifié par les conditions d'essai (invariant), de sorte que seules les incertitudes introduites par la méthode et par l'appareillage de mesure utilisé, ainsi que par l'estimation de la température des enroulements, sont prises en compte;
- système à courant sinusoïdal et symétrique;
- fréquence assignée constante.

On peut noter que les effets de ces deux dernières variables sont en général secondaires en termes d'estimation de l'incertitude, lorsque l'essai est réalisé conformément à la CEI 60076-1.

Dans le texte, il est fait référence aux articles du document principal.

A.2 Caractéristiques assignées du transformateur

Les caractéristiques principales du transformateur sont données dans le Tableau A.1.

Tableau A.1 – Caractéristiques assignées du transformateur

Nombre de phases	3
Fréquence assignée	50 Hz
Puissance assignée	90 MVA
Tensions assignées	240/15 kV
Courants assignés	216,5 / 3 464 A
Impédance de court-circuit	12,5 %
Pertes dues à la charge à 75 °C (valeur garantie)	270 kW
Connexions d'enroulement	étoile/triangle

A.3 Méthode et appareillage de mesure utilisés

Le transformateur est alimenté à partir de l'enroulement haute tension, l'enroulement basse tension étant en court-circuit.