

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Power transformers –
Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers**

**Transformateurs de puissance –
Partie 2: Echauffement des transformateurs immergés dans le liquide**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-2:2011



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2011 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
Email: inmail@iec.ch
Web: 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.

- Catalogue of IEC publications: www.iec.ch/searchpub

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

- IEC Just Published: www.iec.ch/online_news/justpub

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

- Customer Service Centre: www.iec.ch/webstore/custserv

If you wish to give us your feedback on this publication or need further assistance, please visit the Customer Service Centre FAQ or contact us:

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

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.

- Catalogue des publications de la CEI: www.iec.ch/searchpub/cur_fut-f.htm

Le Catalogue en-ligne de la CEI vous permet d'effectuer des recherches en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...). Il donne aussi des informations sur les projets et les publications retirées ou remplacées.

- Just Published CEI: www.iec.ch/online_news/justpub

Restez informé sur les nouvelles publications de la CEI. Just Published détaille deux fois par mois les nouvelles publications parues. Disponible en-ligne et aussi par email.

- Electropedia: www.electropedia.org

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

- Service Clients: www.iec.ch/webstore/custserv/custserv_entry-f.htm

Si vous désirez nous donner des commentaires sur cette publication ou si vous avez des questions, visitez le FAQ du Service clients ou contactez-nous:

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE



**Power transformers –
Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers**

**Transformateurs de puissance –
Partie 2: Echauffement des transformateurs immergés dans le liquide**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX



ICS 29.180

ISBN 978-2-88912-346-9

CONTENTS

FOREWORD.....	4
1 Scope.....	6
2 Normative references	6
3 Terms and definitions	6
4 Cooling methods	8
4.1 Identification symbols.....	8
4.2 Transformers with alternative cooling methods	9
5 Normal cooling conditions.....	9
5.1 Air-cooled transformers	9
5.2 Water-cooled transformers	10
6 Temperature rise limits	10
6.1 General	10
6.2 Temperature rise limits at rated power	10
6.3 Modified requirements for special cooling conditions	12
6.3.1 General	12
6.3.2 Air-cooled transformers	12
6.3.3 Water-cooled transformers	13
6.4 Temperature rise during a specified load cycle.....	13
7 Temperature rise tests.....	13
7.1 General	13
7.2 Temperature of the cooling media	13
7.2.1 Ambient temperature	13
7.2.2 Water temperature.....	14
7.3 Test methods for temperature rise determination.....	14
7.3.1 General	14
7.3.2 Test by short-circuit method for two winding transformers.....	14
7.3.3 Test modification for particular transformers	15
7.4 Determination of liquid temperatures	16
7.4.1 Top-liquid temperature	16
7.4.2 Bottom and average liquid temperatures.....	17
7.5 Determination of top, average and bottom liquid temperature rises.....	18
7.6 Determination of average winding temperature.....	18
7.7 Determination of winding resistance at the instant of shutdown	19
7.8 Determination of average winding temperature rise at the instant of shutdown.....	19
7.9 Determination of the average winding to liquid temperature gradient	19
7.10 Determination of the hot-spot winding temperature rise	20
7.10.1 General	20
7.10.2 Determination by calculation.....	20
7.10.3 Direct measurement during the temperature rise test.....	20
7.11 Uncertainties affecting the results of the temperature rise test.....	21
7.12 Dissolved gas-in-oil analysis	21
7.13 Corrections.....	21
Annex A (informative) Hot-spot winding temperature rise determination for OFAF and OFWF cooled transformers based on the top-liquid temperature in tank.....	23
Annex B (informative) Methods to estimate the hot-spot winding temperature rises.....	25

Annex C (informative) Techniques used in temperature rise testing of liquid-immersed transformers	30
Annex D (informative) Dissolved gases analysis for the detection of local overheating	39
Annex E (informative) Application of optical fibre sensors for winding hot-spot measurements	43
Bibliography	47
Figure B.1 – Temperature rise distribution model for ON cooling methods	26
Figure B.2 – Value of factor Q as a function of rated power and strand height (W)	27
Figure B.3 – Typical liquid flow paths in a disk winding with diverting washers	28
Figure C.1 – Recommended circuit for transformers with a low resistance winding using two separate direct current sources, one for each winding	32
Figure C.2 – Alternative recommended circuit using only one direct current source for both windings	32
Figure C.3 – Average winding temperature variation after shutdown	33
Figure C.4 – Extrapolation of the cooling down curve, using the fitting curve $\theta_w(t) = A_0 - kt + Be^{-t/T_w}$	38
Figure E.1 – Optical fibre sensor application for a disk winding of core type transformer	45
Figure E.2 – Optical fibre sensor application for a transposed cable of core type transformer	45
Figure E.3 – Modality of optical fibre sensor application in the winding spacer of core type transformer	46
Figure E.4 – Optical fibre sensor application for high voltage winding of shell type transformer	46
Table 1 – Temperature rise limits	11
Table 2 – Recommended values of temperature rise corrections in case of special service conditions	12
Table 3 – Exponents for the corrections of temperature rise test results	22
Table A.1 – Hot-spot winding temperature rises for some specific transformers determined from conventional heat run test data combined with calculated hot-spot winding temperature rise, and from direct fibre-optic measurements	24
Table C.1 – Example of cooling down curve calculation spreadsheet	37
Table D.1 – Minimum detectable value S_D of gases in oil	40
Table D.2 – Admissible limits for gas rate increases	41
Table E.1 – Minimum recommended number of sensors for three-phase transformers	43
Table E.2 – Minimum recommended number of sensors for single-phase transformers	43

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS –

Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers

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.

International Standard IEC 60076-2 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

This third edition cancels and replaces the second edition published in 1993. It is a technical revision.

This edition includes the following significant technical changes with respect to the previous edition:

- a) the standard is applicable only to liquid immersed transformers;
- b) the winding hot-spot temperature rise limit was introduced among the prescriptions;
- c) the modalities for the temperature rise test were improved in relation to the new thermal requirements;
- d) five informative annexes were added in order to facilitate the standard application.

The text of this standard is based on the following documents:

FDIS	Report on voting
14/669/FDIS	14/676/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard 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 of the IEC 60076 series can be found, under the general title *Power transformers*, 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

- reconfirmed,
- withdrawn,
- replaced by a revised edition, or
- amended.

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

POWER TRANSFORMERS –

Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers

1 Scope

This part of IEC 60076 applies to liquid-immersed transformers, identifies power transformers according to their cooling methods, defines temperature rise limits and gives the methods for temperature rise tests.

2 Normative references

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

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

IEC 60076-8:1997, *Power transformers – Part 8: Application guide*

IEC 60085:2007, *Electrical insulation – Thermal evaluation and designation*

IEC 61181:2007, *Mineral oil-filled electrical equipment – Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment*

IEC Guide 115:2007, *Application of uncertainty of measurement to conformity assessment activities in the electrotechnical sector*

3 Terms and definitions

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

3.1

external cooling medium

the medium external to the transformer cooling system (air or water) into which the heat produced by the transformer losses is transferred

3.2

internal cooling medium

the liquid in contact with the windings and other transformer parts by means of which the heat produced by the losses is transferred to the external cooling medium

NOTE The liquid can be mineral oil or other natural and synthetic liquid.

3.3

temperature rise

the difference between the temperature of the part under consideration (for example, the average winding temperature) and the temperature of the external cooling medium

3.4**top-liquid temperature** θ_o

the temperature of the insulating liquid at the top of the tank, representative of top-liquid in the cooling flow stream

3.5**top-liquid temperature rise** $\Delta\theta_o$

the temperature difference between the top-liquid temperature and the external cooling medium temperature

3.6**bottom-liquid temperature** θ_b

the temperature of the insulating liquid as measured at the height of the bottom of the windings or to the liquid flowing from the liquid cooling equipment

3.7**bottom-liquid temperature rise** $\Delta\theta_b$

the difference between the bottom-liquid temperature and the external cooling medium temperature

3.8**average liquid temperature** θ_{om}

the average temperature of the top-liquid and bottom liquid temperatures

3.9**average liquid temperature rise** $\Delta\theta_{om}$

the difference between the average liquid temperature and the external cooling medium temperature

3.10**average winding temperature** θ_w

the winding temperature determined at the end of temperature rise test from the measurement of winding d.c. resistance

3.11**average winding temperature rise** $\Delta\theta_w$

the difference between the average winding temperature and the external cooling medium temperature

3.12**average winding gradient** g

the difference between the average winding temperature and the average insulating liquid temperature

3.13

hot-spot winding temperature

θ_h

the hottest temperature of winding conductors in contact with solid insulation or insulating liquid

3.14

hot-spot winding temperature rise

$\Delta\theta_h$

the difference between hot-spot winding temperature and the external cooling medium temperature

3.15

hot-spot factor

H

a dimensionless factor to estimate the local increase of the winding gradient due to the increase of additional loss and variation in the liquid flow stream

NOTE H factor is obtained by the product of the Q and S factors (see 3.16 and 3.17).

3.16

Q factor

a dimensionless factor to estimate the increase of the average winding gradient due to the local increase of the additional loss

3.17

S factor

a dimensionless factor to estimate the local increase of the average winding gradient due to the variation in the liquid flow stream

3.18

thermally upgraded paper

cellulose-based paper which has been chemically modified to reduce the rate at which the paper decomposes

A paper is considered as thermally upgraded if it meets the life criteria of the 50 % retention in tensile strength after 65 000 h in a sealed tube at 110 °C or any other time/temperature combination given by the equation:

$$\text{Time (h)} = 65\,000 e^{\left(\frac{15\,000}{\theta_h + 273} - \frac{15\,000}{110 + 273} \right)} \quad (1)$$

NOTE 1 Ageing effects are reduced either by partial elimination of water forming agents or by inhibiting the formation of water through the use of stabilizing agents.

NOTE 2 See IEC 60076-7, for an alternative test method based on the nitrogen content.

4 Cooling methods

4.1 Identification symbols

Transformers shall be identified according to the cooling method employed. For liquid-immersed transformers, this identification is expressed by a four-letter code as described below.

First letter: Internal cooling medium:

- O: mineral oil or synthetic insulating liquid with fire point ≤ 300 °C;

- K: insulating liquid with fire point > 300 °C;
- L: insulating liquid with no measurable fire point.

Second letter: Circulation mechanism for internal cooling medium:

- N: natural thermosiphon flow through cooling equipment and in windings;
- F: forced circulation through cooling equipment, thermosiphon flow in windings;
- D: forced circulation through cooling equipment, directed from the cooling equipment into at least the main windings.

Third letter: External cooling medium:

- A: air;
- W: water.

Fourth letter: Circulation mechanism for external cooling medium:

- N: natural convection;
- F: forced circulation (fans, pumps).

NOTE 1 In this standard, the use of insulating liquids K and L is considered only for safety and environmental reasons.

NOTE 2 In a transformer designated as having forced directed insulating liquid circulation (second code letter D), the rate of liquid flow through the main windings is determined by the pumps and is not, in principle, determined by the loading. A minor fraction of the flow of liquid through the cooling equipment may be directed as a controlled bypass to provide cooling for core and other parts outside the main windings. Regulating windings and/or other windings having relatively low power may also have non-directed circulation of bypass liquid.

In a transformer with forced, non-directed cooling (second code letter F), the rates of flow of liquid through all the windings are variable with the loading, and not directly related to the pumped flow through the cooling equipment.

4.2 Transformers with alternative cooling methods

A transformer may be specified with alternative cooling methods. In this case, the specification and the rating plate shall then carry information about the power values at which the transformer fulfils the temperature rise limits when these alternatives apply, see IEC 60076-1.

The power value for the alternative cooling methods with the highest cooling capacity is the rated power of the transformer (or of an individual winding of a multi-winding transformer, see IEC 60076-1). The alternatives cooling methods are conventionally listed in rising order of cooling capacity.

Examples:

- ONAN/ONAF. The transformer has a set of fans which may be put into service as desired at high loading. The insulating liquid circulation is by thermosiphon effect only, in both cases.
- ONAN/OFAF. The transformer has cooling equipment with pumps and fans but is also specified with a reduced rated power under natural cooling (for example, in case of failure or reduction of auxiliary power).

5 Normal cooling conditions

5.1 Air-cooled transformers

Normal ambient temperature limits for power transformers are given in IEC 60076-1.

With regard to normal temperature rise requirements, the temperatures at the intended installation site should not exceed:

- + 40 °C at any time;
- + 30 °C monthly average, of the hottest month;
- + 20 °C yearly average.

NOTE The average temperatures are to be derived from meteorological data as follows (see IEC 60076-1).

Monthly average temperature:

- half the sum of the average of the daily maxima and the average of the daily minima during a particular month, over many years;

Yearly average temperature:

- one-twelfth of the sum of the monthly average temperatures.

5.2 Water-cooled transformers

Normal cooling condition for water cooled transformers is a temperature of cooling water at the inlet not exceeding 25 °C at any time or a 20 °C yearly average.

If the operating water temperature is higher than this, then a lower temperature rise should be specified (see IEC 60076-1).

6 Temperature rise limits

6.1 General

Temperature rise requirements are specified according to different options:

- a set of requirements which refer to continuous rated power (see 6.2).
- an additional set of explicitly specified requirements, that relate to a prescribed loading cycle (see 6.4).

NOTE The additional set of requirements is applicable mainly to large system transformers for which emergency loading conditions deserve particular attention, and should not be regularly used for small and medium-size standardized transformers.

It is assumed throughout this part that the service temperatures of different parts of a transformer can each be described as the sum of the external cooling medium temperature (ambient air or cooling water) and the temperature rise of the transformer part.

Normal temperature rise limits apply unless other service conditions are specified. In such cases, the limits of temperature rise shall be modified as indicated in 6.3.

No plus tolerance is permitted on temperature rise limits.

6.2 Temperature rise limits at rated power

For transformers up to 2 500 kVA (833 kVA single-phase) with a tapping range not exceeding $\pm 5\%$, the temperature rise limits shall apply to the principal tapping corresponding to the rated voltage (see IEC 60076-1).

For transformer rated power larger than 2 500 kVA or if the tapping range exceeds $\pm 5\%$, the temperature rise limits shall apply to every tapping at the appropriate tapping power, tapping voltage and tapping current.

NOTE 1 The load losses are different for different tappings and sometimes also the no-load loss when variable flux voltage variation is specified.

NOTE 2 In a separate winding transformer, the tapping with the highest load loss is normally the tapping with the maximum current.

NOTE 3 In an auto-transformer with tapping, the tapping with the highest load loss depends on how the windings are arranged.

For a multi-winding transformer, when the rated power of one winding is equal to the sum of the rated powers of the other windings, the temperature rise requirements refer to rated power in all windings simultaneously. If this is not the case, one or more particular loading combinations have to be selected and specified for the temperature rise limits.

In the case of a transformer with two or more separate winding sections one above the other, the winding temperature limit shall apply to the average of the measurements of the stacked sections, if they are of equal size and rating.

The temperature rise limits given in Table 1 are valid for transformers with solid insulation designated as class 105 °C according to IEC 60085, and immersed in mineral oil or synthetic liquid with a fire point not above 300 °C (first code letter: O).

The limits refer to steady state conditions under continuous rated power, and 20 °C average yearly temperature of the external cooling medium.

If not otherwise agreed between manufacturer and purchaser, the temperature rise limits given in Table 1 are valid for both Kraft and upgraded paper (see also IEC 60076-7).

Table 1 – Temperature rise limits

Requirements for	Temperature rise limits K
Top insulating liquid	60
Average winding (by winding resistance variation):	
– ON.. and OF.. cooling systems	65
– OD.. cooling system	70
Hot-spot winding	78

No numerical limits are specified for the temperature rise of magnetic core, bare electrical connections, electrical or magnetic shields and structural parts in the tank. However, a self-evident requirement is that they shall not reach a temperature which will cause damages to adjacent parts or undue ageing of the insulating liquid. If considered necessary, a temperature rise limit for the magnetic core surface may be agreed between manufacturer and purchaser.

NOTE 4 For some designs, the hot-spot winding temperature rise limit may imply lower top-liquid and/or average winding temperature rises than those indicated in the table.

NOTE 5 The rules for determining the hot-spot winding temperature rise are given in 7.10.

NOTE 6 For large power transformers immersed in mineral oil, in-oil dissolved gas analysis (DGA) performed during the temperature rise test can be a tool for detecting undesirable overheating (see Annex D).

NOTE 7 For large power transformers, the temperature rise of tank and cover surfaces can be checked by means of a thermographic infrared camera.

On windings of very low resistance with numerous bolted connections (e.g., low voltage winding of furnace transformers), the determination of the average winding temperature rise by resistance variation may be difficult and subjected to a large uncertainty. As an alternative and by agreement between manufacturer and purchaser, the winding temperature rise requirements may be limited to the hot-spot winding temperature rise which shall be determined by direct measurement in this case.

Temperature rise limits for transformers having higher temperature resistant insulation systems and immersed in a less flammable liquid (code letter K or L) are subject to agreement.

6.3 Modified requirements for special cooling conditions

6.3.1 General

If the service conditions at the intended installation site do not fall within the limits of normal cooling conditions given in Clause 5, then the limits of temperature rise for the transformer shall be modified in accordance with the rules indicated below.

6.3.2 Air-cooled transformers

If the temperature of the external cooling medium at site exceeds one or more of the normal values given in 5.1, all the temperature rise limits indicated in Table 1 shall be corrected by the same amount as the excess. The obtained values shall be rounded to the nearest whole number of degrees kelvin.

Recommended ambient temperature reference values and relevant temperature rise limit corrections are given in Table 2.

Table 2 – Recommended values of temperature rise corrections in case of special service conditions

Ambient temperatures °C			Correction of temperature rise K ^a
Yearly average	Monthly average	Maximum	
20	30	40	0
25	35	45	–5
30	40	50	–10
35	45	55	–15
^a Referred to the values given in Table 1.			

NOTE 1 No rules are given for ambient temperatures lower than the normal ones. The temperature rise limits given in Table 1 are applied unless otherwise specified by the purchaser.

NOTE 2 The values given in the Table 2 may be interpolated.

If the installation site is more than 1 000 m above sea-level but the factory is not, then the allowable temperature rises during the test in the factory shall be reduced as follows:

- for a naturally cooled transformer (....AN), the limit of top-liquid, average and hot-spot winding temperature rises shall be reduced by 1 K for every interval of 400 m by which the installation's altitude exceeds 1 000 m;
- for a forced-cooled transformer (.... AF), the reduction shall be 1 K for every 250 m exceeding 1 000 m.

A corresponding reverse correction may be applied in cases where altitude of the factory is above 1 000 m and the altitude of the installation site is below 1 000 m.

Any altitude correction shall be rounded to the nearest whole number of degrees kelvin.

When the specified temperature rise limits of a transformer have been reduced, either because of high cooling medium temperature or because of high-altitude installation, this shall be indicated on the rating plate (see IEC 60076-1).

NOTE 3 When standardized transformers are to be used at high altitudes, a reduced value of power may be calculated, which from the point of view of cooling and temperature rise corresponds to service with rated power under normal ambient conditions.

6.3.3 Water-cooled transformers

If the maximum and/or the yearly cooling water temperature at site exceeds the values indicated in 5.2, all the prescribed temperature rise limits shall be reduced by the same amount as the excess. The values shall be rounded to the nearest whole number of degrees.

NOTE The rule given above does not apply for water temperatures lower than the normal one. In that case, an agreement between manufacturer and purchaser is necessary.

The influence of differing ambient temperature or altitude on the air cooling of the tank shall be disregarded.

6.4 Temperature rise during a specified load cycle

By agreement between manufacturer and purchaser, temperature rise limits can be guaranteed and/or a special test regarding load cycle operation specified (see IEC 60076-7).

7 Temperature rise tests

7.1 General

The following subclauses describe the procedures for the determination of temperature and temperature rise values during factory testing and also the methods for substituting service loading conditions by equivalent test procedures.

During the temperature rise test, the transformer shall be equipped with its protective devices (for example, Buchholz relay). Any indication from these devices during the test shall be noted and the case investigated.

In the case of a transformer with more than one value of rated power (for example, when two or more cooling methods are provided), a temperature rise test shall be in principle performed for each rated power, but by agreement between manufacturer and purchaser the number of tests can be reduced.

7.2 Temperature of the cooling media

7.2.1 Ambient temperature

For the temperature rise test, the cooling air temperature should be in the range between 10 °C and the maximum ambient temperature for which the transformer is designed.

The interpretation of the test results shall be subject to agreement if the external cooling medium temperature during the test is outside the limits indicated.

At least four sensors shall be provided and the average of their readings shall be used to determine the ambient temperature for the evaluation of the test results.

NOTE For tests on large power transformers, the number of sensors should be increased up to six in order to reduce the uncertainty that can affect the average of the readings.

Readings should be taken at regular intervals (e.g., every ten minutes), or automatic continuous recording may be used.

Around an ONAN transformer, the ambient sensors shall be placed at a level about halfway up the cooling surfaces.

The sensors shall be distributed around the tank, about 2 m away from the perimeter of tank and cooling surfaces, and protected from direct heat radiation.

For a forced-air-cooled transformer, the sensors shall be placed in the air at about 0,5 m from the intake of the coolers.

In the case of separate cooling equipment placed at a distance of at least 3 m from the transformer tank, the ambient temperature shall be measured around the cooling equipment applying the same rules given above.

Attention shall be paid to possible recirculation of hot air. The transformer should be placed so as to minimize obstructions to the air flow and to provide stable ambient conditions.

Precautions should be taken to minimize variations of cooling-air temperature, particularly during the last part of the test period when steady state conditions are approached. Rapid variation of readings due to turbulence should be prevented by appropriate means such as heat sinks for the temperature sensors of thermal time constant similar to the transformer thermal time constant.

7.2.2 Water temperature

For the temperature rise test, the cooling water temperature should be in the range between 5 °C and the maximum water temperature for which the transformer is designed.

The interpretation of the test results shall be subject to agreement if the water temperature is outside the limits indicated above.

The temperature shall be measured at the intake of the cooling equipment. Readings of temperature and rate of water flow should be taken at regular intervals (e.g., every ten minutes), or automatic continuous recording may be used.

Precautions shall be taken to minimize the variations of water cooling flow and temperature during the test period.

7.3 Test methods for temperature rise determination

7.3.1 General

The standard method for the determination of the steady-state temperature rises on the test floor is the equivalent test in short-circuit connection according to 7.3.2 below.

In special cases, if agreed, the test can be performed applying rated voltage and current by connection to a suitable load. This is mainly applicable to transformers with low rated power.

A back-to-back method may also be agreed. In this method, two transformers, one of which is the transformer under test, are connected in parallel and excited at the rated voltage of the transformer under test. By means of different voltage ratios or an injected voltage, rated current is made to flow in the windings of the transformer under test.

7.3.2 Test by short-circuit method for two winding transformers

During this test the transformer is not subjected to rated voltage and rated current simultaneously, but to the calculated total losses, previously obtained by two separate determinations of losses, namely load loss at reference temperature and no-load loss (see IEC 60076-1).

The purpose of the test is to establish:

- the top-liquid and average liquid temperature rises in a steady-state condition with dissipation of total losses;
- the average winding temperature rise at rated current for the average liquid temperature rise as determined above;
- the hot-spot winding temperature rise at rated current and for the top-liquid temperature rise as mentioned above.

This is achieved in two testing steps:

a) Total loss injection

The top-liquid and average liquid temperature rises are established when the transformer is subjected to a test current *corresponding* to the total losses of the transformer (see IEC 60076-1). The test current will be above rated current to the extent necessary for producing an additional amount of loss equal to the no-load loss at rated voltage, and the winding temperature rise will be correspondingly elevated.

The top-liquid temperature and cooling medium temperature are monitored, and the test is continued until steady-state liquid temperature rises are established.

The first part of the test may be terminated when the rate of change of top-liquid temperature rise has fallen below 1 K/h and has remained there for a period of 3 h. If discrete readings have been taken at regular intervals, the mean value of the readings during the last hour is taken as the result of the test. If continuous automatic recording is applied, the average value during the last hour is taken.

b) Rated current injection

After the top-liquid temperature rise has been established, the test shall be continued without a break with the test current reduced to rated current for the winding combination connected. This condition is maintained for 1 h, during which time continuous temperature records of top-liquid, winding hot-spot (if measured) and external cooling medium should be taken at least every 5 min.

At the end of the hour, the resistances of the windings are measured, either after a rapid disconnection of the supply and short circuits (see 7.8 and Annex C) or, without switching off the supply, by means of the superposition method which consists of injecting into the windings and measuring direct current of low value superimposed on the load current.

The values of average temperature of the two windings are determined from the resistance variations, and in addition by taking into account the liquid temperature decrease when the current is reduced to the rated value, as well as the variation of the external cooling medium temperature.

If the direct measurement of the hot-spot winding temperature is provided, the corresponding temperature rise is obtained by taking the highest reading before disconnection and applying the correction indicated in 7.10.3 because the liquid temperature decreases when the current is reduced to the rated value.

By agreement, the two steps of the test may be combined in one single application of power at a level between load loss and total loss. For liquid immersed transformers, the temperature rise values for top-liquid, average liquid and for the windings shall then be determined using the correction rules given in 7.13. The power injected during the test shall however be at least 80 % of the total loss value.

7.3.3 Test modification for particular transformers

Two-winding transformer with a tapping range larger than ± 5 %, or having a rated power exceeding 2 500 kVA.

Unless otherwise specified, the temperature rise test is conducted with the transformer connected on the maximum current tapping (see IEC 60076-1) and the tapping current for that tapping is used during the later part of the test (see 7.3.2 b)).

The total losses to be injected during the first part of the test (see 7.3.2 a)), shall be equal to the highest value of total loss appearing at any tapping (corresponding to its tapping quantities). This tapping is also often, but not always, the maximum current tapping. This part of the test determines the maximum top-liquid temperature rise. For the determination of winding temperature rise at the maximum current tapping, the value of liquid temperature rise to be used in the evaluation shall correspond to the total losses of that tapping. The value from the first part of the test will be recalculated if obtained with other data.

Multi-winding transformer

When the rated power of one winding is equal to the sum of the rated powers of the other windings, for the first part of the test, a total loss shall be developed which corresponds to rated power (or tapping power) in all windings.

If this does not apply, there are specified loading cases with different combinations of individual winding loads. That case which will be associated with the highest total loss shall determine the test power for the determination of liquid temperature rise.

The temperature rise value for an individual winding above liquid shall be obtained with rated current in the winding.

In the determination of winding temperature rise above medium cooling medium, the liquid temperature rise for the relevant loading case will be recalculated from the total loss injection test, according to 7.13, and likewise the winding temperature rise above liquid for each winding, as applicable.

Guidance for recalculation of losses in multi-winding transformers is given in IEC 60076-8.

The injection of total loss for the determination of liquid temperature rise may be made:

- either in a manner as near as possible to the actual loading case, by injecting the current corresponding to the total losses in one winding, the other ones being simultaneously short-circuited or connected to an impedance;
- or in an approximate manner by not short-circuiting or closing certain windings; for example if one of the windings has a relatively low rated power and low contribution to the total loss of the transformer, it may be acceptable to leave it open and raise the current in the other windings concerned until the correct total loss is obtained.

If none of the methods above can be applied in full, because of limitations of test facilities, it may be agreed to perform the test with reduced loss, down to 80 % of the correct value. Then the measured temperature value shall be corrected according to 7.13.

The details of the temperature rise test for a multi-winding transformer should, as a rule, be presented and agreed already at the tender stage.

For multi-core transformers with windings that do not have external connections, the temperature rise test method should be agreed at the tender stage. The use of additional test bushings may be appropriate.

7.4 Determination of liquid temperatures

7.4.1 Top-liquid temperature

The top-liquid temperature (θ_o) is conventionally determined by one or more sensors immersed in the insulating liquid at the top of the tank or, in pockets in the cover.

The recommended number of pockets is the following:

- rated power ≥ 100 MVA: 3 pockets;
- rated power from 20 MVA to <100 MVA: 2 pockets;
- rated power < 20 MVA: 1 pocket.

The position of the sensors should be chosen to present the top-liquid temperature possibly in correspondence to the wound columns.

If more than one pocket is used, the readings of the sensors shall be averaged in order to obtain a representative temperature value.

NOTE 1 The temperature of the liquid may be different at different places in the top of the tank, depending on the design. Measurements using a pocket in the cover may be disturbed by eddy current heating

NOTE 2 In transformers with forced circulation the liquid in the cooling equipment is a mixture of liquid from the windings with bypass liquid in the tank, which may not be uniform between different parts of the tank or between different cooling-circuit headers. Concerning the significance of top-liquid temperature in transformers with forced circulation, see Annex A.

By agreement between manufacturer and purchaser, the top-liquid temperature can be determined assuming as the average of the indications of the pockets placed on the cover and the temperature of the liquid of the inlet of the cooling equipment.

NOTE 3 The temperature of the liquid in the inlet of the cooling equipment shall be measured by sensors located in the centre of the pipes.

7.4.2 Bottom and average liquid temperatures

Bottom liquid is the term which actually means the temperature of liquid entering the windings at the bottom. For practical reasons, it is identified with the temperature of the liquid returning from the cooling equipment to the tank.

The bottom liquid temperature (θ_b), shall be determined by sensors placed at the return headers from coolers or radiators. If several batteries of cooling equipment are fitted, more than one sensor should be used and the reading average assumed as bottom liquid temperature.

NOTE 1 The flow of liquid in return headers may be turbulent, if forced by a pump, or mainly laminar, if there is natural circulation through the radiators. This is of importance for a representative determination of the liquid temperature in the header.

The average liquid temperature is in principle intended to be the average temperature of the cooling liquid in the windings.

Average liquid temperature (θ_{om}) is used for the calculation of the average winding gradient and for correction of certain temperature rise test results (see 7.13).

The average liquid temperature is:

$$\theta_{om} = (\theta_o + \theta_b) / 2$$

NOTE 2 The validity of the relation given above for the different cooling systems is also discussed in Annex A.

NOTE 3 For ONAN transformers up to 2 500 kVA, with plain or corrugated tanks, or individual cooling tubes mounted directly on the tank, the average liquid temperature rise above ambient temperature may be taken as 80 % of the top-liquid temperature rise.

7.5 Determination of top, average and bottom liquid temperature rises

The top-liquid temperature rise ($\Delta\theta_o$) shall be determined by difference between the top-liquid temperature measured at the end of the test period with total losses (θ_o) and the external cooling medium temperature at the end of the test period with total losses (θ_a), that is:

$$\Delta\theta_o = \theta_o - \theta_a$$

The average liquid temperature rise ($\Delta\theta_{om}$) shall be determined by difference between the average liquid temperature (θ_{om}) calculated according to 7.4.2 and the external cooling medium temperature (θ_a), that is:

$$\Delta\theta_{om} = \theta_{om} - \theta_a$$

The bottom liquid temperature rise ($\Delta\theta_b$) shall be determined by difference between the bottom liquid temperature (θ_b) defined according to 7.4.2 and the external cooling medium temperature (θ_a), that is:

$$\Delta\theta_b = \theta_b - \theta_a$$

NOTE The different liquid temperatures are the average values of the readings during the last hour with total losses.

7.6 Determination of average winding temperature

The average winding temperature is determined by measurement of winding resistance.

On three-phase transformers, the measurement should be normally performed including the middle phase of the windings.

For star connected, low voltage and high current windings, the measurement should be made between line terminals in order to exclude the neutral connection from the test circuit.

A reference measurement (R_1, θ_1) of all winding resistances is made with the transformer at ambient temperature, in a steady-state condition (see IEC 60076-1).

When the resistance (R_2) is measured after disconnection of the power supply, extrapolated to the instant of shutdown, this yields the temperature value:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (235 + \theta_1) - 235 \quad \text{for copper}$$

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (225 + \theta_1) - 225 \quad \text{for aluminium}$$

where θ_2 is the average temperature of the winding at the instant of shutdown.

In the formula, the temperatures are expressed in Celsius degrees.

NOTE For the low voltage windings of very large power transformers, attention should be paid to the possible formation of a thermocouple e.m.f. between metallic contacts during the resistance measurement after shutdown.

7.7 Determination of winding resistance at the instant of shutdown

The winding resistance (R_2) before shutdown shall be determined using the rules indicated below.

Immediately after disconnection of the test power supply and removal of the short-circuiting connection, a direct current measuring circuit shall be connected across the winding terminals corresponding to the resistance to be measured.

As the resistance of the winding varies with time as the winding cools down, it shall be measured for a sufficient time to permit extrapolation back to the instant of shutdown.

As the windings have a large electrical time constant (L/R), accurate readings are therefore obtained only after a certain delay.

The delay can be reduced by minimizing as much as possible the time between the shutdown and the switching on the resistance circuit, as well as reducing the electrical time constant by an adequate choice of the parameters of the circuit.

The cooling conditions should preferably not be disturbed during the time the resistance measurements are made. If pumps are operating during the temperature rise test, they should be maintained during the measurements.

Recommendations for the detailed execution of the measurement are given in Annex C.

7.8 Determination of average winding temperature rise at the instant of shutdown

The average winding temperature rise shall be determined using the value of resistance at the instant of shutdown determined as indicated in 7.6.

The measured values of winding average temperature shall be raised by the same amount as the average liquid temperature has fallen from the correct value obtained as given in 7.4.2 to that at the end of the 1 h with rated current.

The corrected winding average temperature rise of the winding ($\Delta\theta_w$) is then:

$$\Delta\theta_w = \theta_2 + \Delta\theta_{ofm} - \theta_a$$

where θ_2 is the average winding temperature at the instant of shutdown, θ_a is the external cooling medium temperature at the end of the test period with total losses, $\Delta\theta_{ofm}$ the fall of the temperature of the average liquid during the 1 h test at rated current.

Recommendations for the detailed execution of the measurement are given in Annex C.

NOTE In case of multi-winding transformers, the test methods shall be agreed between manufacturer and purchaser.

7.9 Determination of the average winding to liquid temperature gradient

The average winding to average liquid temperature gradient (g) shall be determined as the difference between the uncorrected average winding temperature (θ_2) and the average liquid temperature θ_{om} at shutdown:

$$g = \theta_2 - \theta_{om}$$

7.10 Determination of the hot-spot winding temperature rise

7.10.1 General

For transformers having rated power 20/3 MVA/phase and above, the determination of the hot-spot winding temperature rise shall be always determined through calculation based on the result of a temperature rise test, applying a method agreed between manufacturer and purchaser.

As a special test and by agreement between manufacturer and purchaser, the hot-spot winding temperature rises can be determined by direct measurement.

For transformers having the rated power per phase lower than 20/3 MVA/phase, neither direct measurements nor calculations are required, as the average winding temperature rise requirement is considered sufficient to also meet the hot-spot winding temperature rise requirement.

For a strategic asset or specific operating conditions (e.g., nuclear power plant) for which more severe requirements are to be applied, the hot-spot winding temperature rise can be determined both by calculation and direct measurement and the obtained results compared.

For auto-connected transformers, the indicated limit refers to the rated power of the equivalent double wound transformer.

7.10.2 Determination by calculation

The manufacturer shall submit to the purchaser the results of a study concerning the location of the hot-spots and the estimation of their temperature rise. The study should be based on:

- the results of the temperature rise test during which the measurement of the hot-spot winding temperatures were not directly measured;
- the knowledge of the leakage flux field to determine the additional loss distribution;
- the knowledge of the insulating liquid circulation patterns inside the windings in the regions in which the additional loss is higher.

NOTE In principle, the estimate of the hot-spot winding temperature rises could be made starting from the design data, but attention should be paid to the uncertainties that this procedure implies.

For transformers having rated power between 20/3 MVA and 100/3 MVA per phase and short-circuit impedance not exceeding 14 %, simplified methods for calculating the hot-spot winding temperature rise can be agreed between manufacturer and purchaser (see also Annex B).

7.10.3 Direct measurement during the temperature rise test

A number of thermal sensors (e.g., optical fibre sensors) shall be mounted inside the windings in positions where it is supposed the hot-spots are located.

NOTE 1 Generally, hot-spots are situated at the top of the windings, but their correct location by means of a design review is recommended.

NOTE 2 The use of optical fibre sensors is recommended. Refer to Annex E for suggested installation methods.

When more than one sensor is used on the same winding, the maximum reading shall be taken as the hot-spot winding temperature.

The hot-spot winding temperature rise ($\Delta\theta_h$) is then obtained by:

$$\Delta\theta_h = \theta_h + \Delta\theta_{of} - \theta_a$$

where θ_h is the temperature reading at shutdown, $\Delta\theta_{of}$ the fall of the top-liquid temperature during the 1 h test at rated current, and θ_a the ambient temperature at the end of the total loss test period.

NOTE 3 The methods indicated above can also be applied for the determination of the hot-spot temperature rise in case of very low winding resistance when the average winding temperature rise by resistance variation is affected by large uncertainty (see 6.2).

7.11 Uncertainties affecting the results of the temperature rise test

The results of the temperature rise test are affected by uncertainties related to the test method and instrumentation used. In the test report, estimates should be given of the uncertainties that affect the temperature rises.

NOTE The uncertainty estimations should not be applied for establishing if the prescribed limits are respected or not, but only for information.

General criteria for evaluating the uncertainties are given in the IEC Guide 115 and in the bibliography. As a general recommendation, the extended uncertainties should be related to a confidence level of 95 %.[8]¹

7.12 Dissolved gas-in-oil analysis

For large mineral oil-immersed power transformers, in which additional flux effects are potential risk factors, a chromatographic analysis of dissolved gas-in-oil may allow the detection of possible local overheating.

If agreed between manufacturer and purchaser, the analysis should be performed as a special test before and after the temperature rise test.

Details of the test method and acceptance criteria for evaluating the DGA results are given in Annex D.

7.13 Corrections

If the specified values of injected power or current have not been obtained during the temperature rise test, the results shall be corrected according to the following relations valid within a range of ± 20 % of the target value of power and ± 10 % of the target value of current.

By agreement, corrections may be applied over a wider range, but not lower than of -30 % of the target value of power and -15 % of the target value of current.

The liquid temperature rises over the external cooling medium temperature at the end of the total loss injection shall be multiplied by:

$$\left(\frac{\text{Total losses}}{\text{Test losses}} \right)^x$$

The average winding temperature rise over average liquid temperature at shutdown shall be multiplied by:

$$\left(\frac{\text{Rated current}}{\text{Test current}} \right)^y$$

¹ Figures in square brackets refer to the bibliography.

The hot-spot winding temperature rise over top-liquid temperature at the shutdown shall be multiplied by:

$$\left(\frac{\text{Rated current}}{\text{Test current}} \right)^z$$

The exponents to be applied are given in Table 3 in accordance with the transformer type and cooling system.

The corrections made using the exponent values given in Table 3 are conservative and intended only for reporting the temperature rise during a test in steady state conditions performed within the limits indicated above.

Table 3 – Exponents for the corrections of temperature rise test results

	Distribution transformers	Medium and large power transformers			
	ONAN	ONAN	ONAF	OF....	OD....
Top-liquid exponent x	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0
Average winding exponent y	1,6	1,6	1,6	1,6	2,0
Winding gradient exponent z	-	1,6	1,6	1,6	2,0
NOTE For the purposes of this table, distribution transformers are transformers with a rated power up to and equal to 2 500 kVA.					

Annex A

(informative)

Hot-spot winding temperature rise determination for OFAF and OFWF cooled transformers based on the top-liquid temperature in tank

The hot-spot winding temperature rise above ambient air or cooling water temperature has by tradition been based on the top-liquid temperature rise in the tank as follows:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + Hg$$

where $\Delta\theta_o$ is the top-liquid temperature rise in the tank, H is the hot-spot factor and g is the average winding-to-average liquid gradient. From a strict academic point of view, such a procedure is inaccurate, because duct top-liquid inside the windings obviously offers a more relevant temperature base than the mixed liquid in the tank. In ON-cooled transformers, this inaccuracy has been considered marginal, since the steady-state volume rate of flow of liquid through the windings is in principle equal to the rate of flow through the radiators. In general, the same holds for a genuine OD-cooled transformer where only a moderate leakage or controlled bleed passes from the coolers out into the free tank volume. Conditions are, however, different in OF-cooled transformers, where a minor stream of hot duct liquid from the windings mixes in a turbulent way with the main stream of cooler liquid circulating in the loop “outside windings – coolers – outside windings”.

The question is now: “Can this mixed top-liquid temperature in the tank be used for hot-spot winding temperature determination from the heat run test data, or has such a determination to be based on hot liquid ejecting from the top of the windings?”

An answer to the question above is based on results obtained on some OFAF-cooled transformers, where the hot-spot winding temperatures were directly measured by fibre optic sensors. The transformers selected represent different transformers sizes and different oil circulation modes (axial and zig-zag) through the windings. The results obtained on some specific transformers are shown in Table A.1.

The measured hot-spot winding temperature rise has been obtained as the maximum value yielded by 8 fibre optic sensors per winding.

Attempts have been made to measure the duct oil temperature in some selected test units. This kind of measurement has appeared to be both impractical and difficult, since the duct oil temperature shows a wide range of local variation.

Conclusion

Based on the similarity of the calculated and measured hot-spot winding temperature rise values given in Table A.1, it is recommended that the top-liquid temperature in the tank is used for hot-spot temperature rise calculation.

Table A.1 – Hot-spot winding temperature rises for some specific transformers determined from conventional heat run test data combined with calculated hot-spot winding temperature rise, and from direct fibre-optic measurements

Rated power MVA	Cooling mode/Winding oil circulation	Measured values in heat run test		Hot-spot winding temperature rise K	
		$\Delta\theta_o$ K	g K	Calculated	Measured
230 3-phase	OFAF/Zig-zag	40,6	14,5 (LV) ^a 15,0 (HV)	59,3 63,6	57,1 60,9
605 3-phase	OFAF/Zig-zag	35,2	11,7 (LV) 23,0 (HV)	58,7 67,9	56,5 65,3
1 000 3-phase	OFAF/Axial	36,1	21,9 (HV)	71,4	68,9
133 1-phase	OFAF/Axial	37,3	21,1 (LV)	69,4	70,1
^a (LV) means low-voltage winding, and (HV) means high-voltage winding.					

Annex B

(informative)

Methods to estimate the hot-spot winding temperature rises

B.1 General

The hot-spot is the maximum temperature occurring in any part of a winding insulation system and it is assumed to represent the thermal limitation of the transformers.

If the hot-spot winding temperature rise is not directly measured, an estimate of its value can be made starting from the results of the temperature rise test or using either design data or results of tests performed on similar transformers.

A distinction is made between natural liquid flow cooling systems (codes ON...) and forced liquid flow cooling systems (code OF... or OD...).

In this annex, the rules are given for core and shell type transformers.

B.2 List of used symbols

For the used symbols see Clause 3.

B.3 Mathematical models for natural and direct forced liquid flow cooling systems

B.3.1 Core type transformers

For transformers having concentric windings regularly distributed along the core limbs, the hot-spot winding temperature rise can be calculated starting from the results of the temperature rise test, assuming for the liquid at the winding exit the temperature of the top-liquid (see 7.4.1) and for the average liquid temperature, the average between the top-liquid temperature and the bottom liquid temperature.

The temperature rise of the liquid inside the windings of the transformer is assumed to increase linearly with the height of the windings.

The heat, transferred from the winding to the liquid all along the winding requires a temperature drop between winding and surrounding liquid which is assumed to be constant at all levels of height with the exclusion of the winding extremities.

In the graphic given in Figure B.1, the winding temperature rise and the liquid temperature rise will therefore appear as two parallel lines.

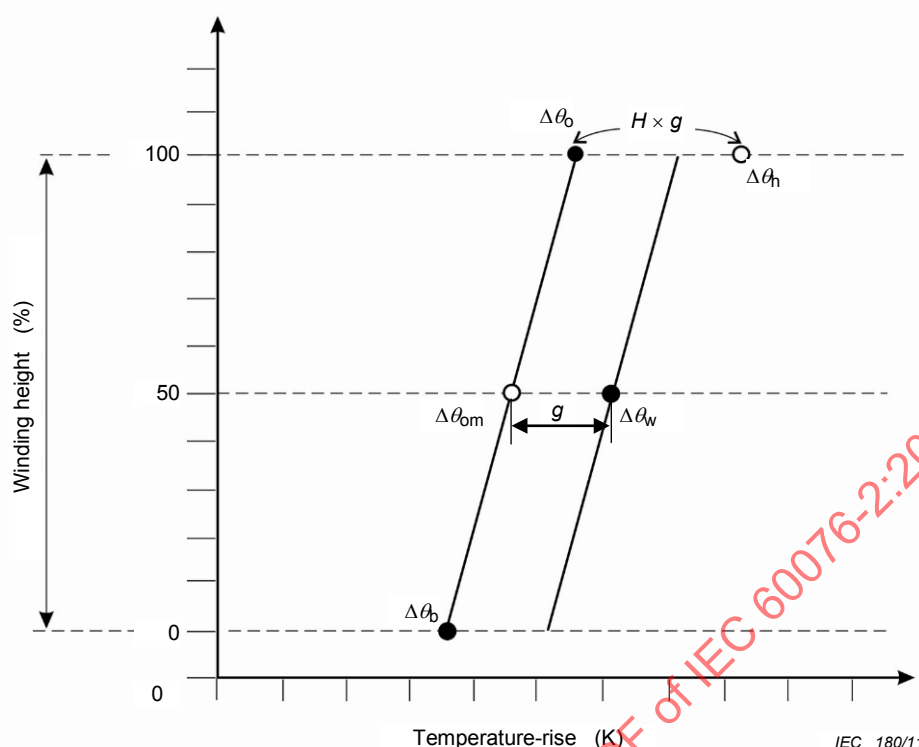


Figure B.1 – Temperature rise distribution model for ON cooling methods

The hot-spot winding temperature rise can be determined using the following equation:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + Hg$$

The average thermal gradient between each winding and liquid along the limb (g) is taken as the difference between the average winding temperature rise ($\Delta\theta_w$) and average liquid temperature rise ($\Delta\theta_{om}$).

The hot-spot is generally expected to be located at the upper extremity of the windings, because of:

- concentration of additional loss because of the deviation of leakage flux lines;
- variations in the liquid ducts at the top of windings.

Therefore, for each winding, the corresponding hot-spot factor ($H = QS$) depends on:

- factor Q relates to the additional loss and depends on the ratio between the specific loss in the region of the leakage flux concentration (top winding) and the average specific loss of the winding;
- factor S related to the efficiency of liquid cooling circuits inside the winding.

Factor Q is an individual factor for each transformer winding which depends on the characteristics of the winding and its estimate can be obtained through the knowledge of the leakage flux field (i.e., by means of a finite element method).

For disk or layer windings of core type three-phase transformers not exceeding 150 MVA (50 MVA for single-phase units), 50 Hz and short-circuit impedance from 10 % to 14 %, the curves of Figure B.2 can be used as a reference. The curves, that give factor Q as a function

of rated power and conductor strand height, were obtained as average of a number of cases for which the calculation was made by means of computer programs and confirmed by experimental results.

NOTE 1 For cable epoxy conductor, the height refers to the elementary strand.

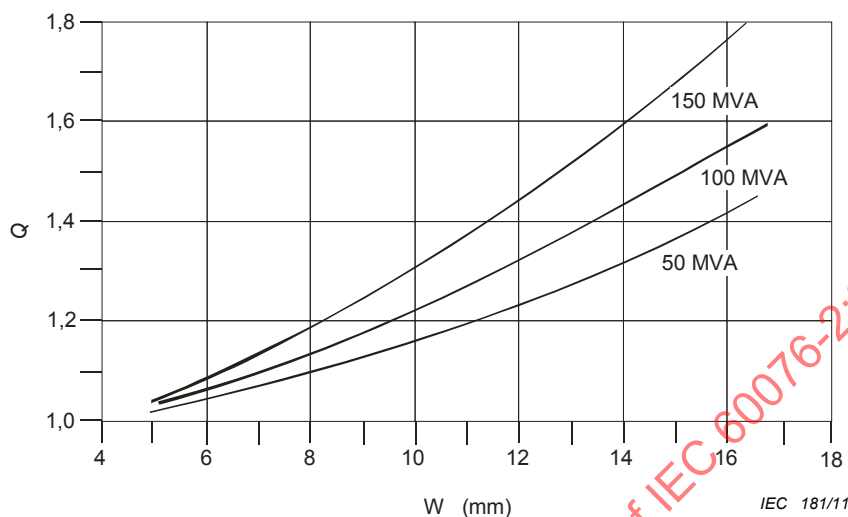


Figure B.2 – Value of factor Q as a function of rated power and strand height (W)

In principle, the evaluation of factor S , related to the effects of the cooling liquid circuit, should be made by solving the hydraulic circuit at the top of any specific winding.

For disk and layer windings without diverting washers with only vertical ducts, factor S can be assumed equal to 1.

The problem is important for windings with diverter washers as the factor varies according to the configuration of liquid ducts.

S factor is generally larger than 1 when the liquid flow distribution inside the winding is not homogeneous along the axial height of the winding. Such a situation may occur due to some dielectric design choice.

Figure B.3 shows some typical examples of liquid circuits for windings with diverting washers and without additional axial ducts inside the winding and with uniform distribution of the diverting washers for which different values of factor S loss should be considered.

Example a) represents the circuit for which factor S can be assumed equal to 1.

Example b) shows an arrangement in which the absence of the last internal diverting washer facilitates the liquid escape through the upper radial duct (indicative value $S=1,1$).

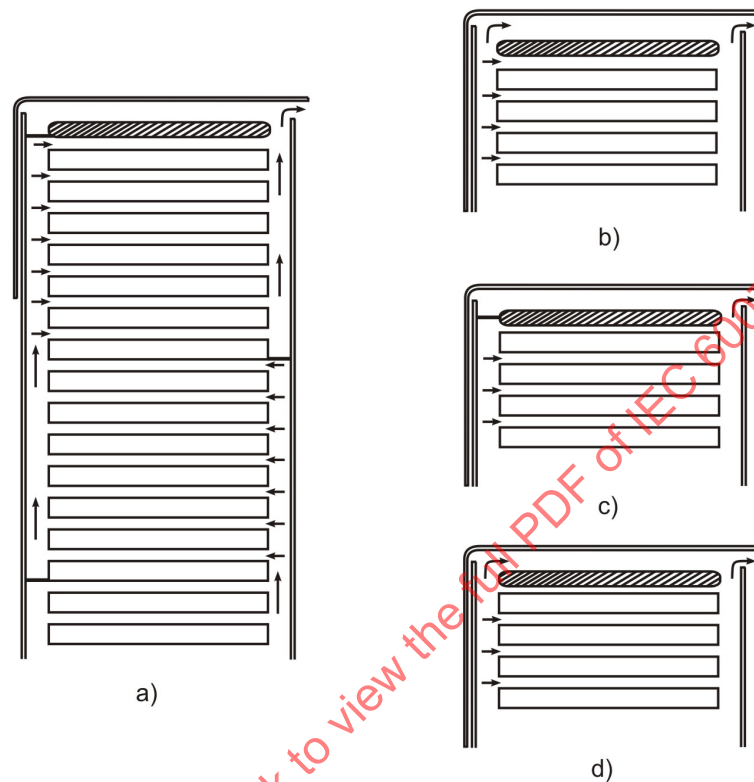
In example c), the duct between the first disk and the equipotential ring is too narrow so that the liquid cannot circulate correctly (indicative value $S=1,1$).

In example d), the arrangement includes the lack of the diverting washer and the restriction of the duct between the first disk and equipotential ring (indicative value $S=1,2$).

In the examined cases and similar others, the consequence is a local overheating of the conductors and of the turn insulation.

Attention should be paid to the relative position of the last two diverting washers that can affect the correct liquid flow in the last radial ducts.

NOTE 2 A more accurate/estimate of the S factor representative of the specific winding arrangements can be indicated by the manufacturer.



IEC 182/11

Figure B.3 – Typical liquid flow paths in a disk winding with diverting washers

It can also be noted that the winding regions where factors Q and S assume their maximum values correspond only when factor Q is maximum at the top of the winding.

NOTE 3 Continuous transposed cable can be used at the top and bottom of the disk type windings in order to reduce the local eddy losses.

B.3.2 Shell type transformers

Although the winding arrangement and configuration of shell type transformers are different from those of core type transformers, the thermal model given in Figure B.1 can be still conceptually accepted taking into account the following consideration.

In shell type transformers, multi-conductor wire is usually adopted as the conductor dimension can be adjusted from coil to coil according to the leakage flux distribution, so that significant eddy current loss can be prevented for each coil.

Since factor H is strongly influenced by the conductor, the value to be used for the hot spot calculation should be agreed between manufacturer and purchaser at the design stage.

B.4 Mathematical models for forced liquid flow cooling systems

For transformers with forced liquid flow (codes OF--), the concepts of top-liquid temperature and average liquid temperature are ambiguous and cannot be determined by measurements taken outside the tank (see also Annex A).

In principle, it would be correct to assume for the top-liquid the temperature directly measured at the exit of the internal cooling circuit of each winding as the thermal behaviour depends on the repartition of the liquid flow rates among the various axial ducts.

Only for the purpose of estimating the hot-spot winding temperature rise by calculation, starting from the results of a temperature rise test, the same model indicated for natural liquid flow can be assumed.

The temperature rise of the liquid at the entry of the windings (bottom liquid temperature) can be determined as indicated for natural liquid flow cooling methods.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-2:2011

Annex C (informative)

Techniques used in temperature rise testing of liquid-immersed transformers

C.1 Winding resistance measurement after shutdown

C.1.1 Setting of the cooling equipment during the winding resistance measurement

The cooling device should be preferably maintained to the same state (cooling method) as during the current injection in the winding. With this setting, it is possible to obtain information about the transient thermal behaviour of the winding and liquid from the cooling down curve.

NOTE 1 In general, the condition of the cooling device during the cooling down curve measurement only slightly affects the extrapolated value of the hot resistance at the time of shutdown. Only the final part of the cooling down curve can be affected by the setting of the cooling device.

NOTE 2 In case of OD cooled transformers, the cooling should not be changed after shutdown.

C.1.2 Procedure for winding resistance measurement

The temperature of the winding at the end of the temperature rise test is normally determined by the measurement of the winding resistance, according to 7.7.

The measurement of winding resistance is started after shutdown of the test power and connection to the windings of d.c. measuring current sources.

As winding temperature and resistance vary with time, the problem is to extrapolate backwards in time to the instant of shutdown. This extrapolation procedure is discussed in C.2.

Resistance measurement should be commenced as soon as possible after the connection of the windings to the measuring equipment. At the beginning, before the d.c. measuring current is stabilized, the readings are false because of the inductive voltage drop in the winding. The necessary time for this stabilization may be reduced by:

- driving the core into saturation so that the effective inductance drops down to a value of the same order of magnitude as the short-circuit inductance;
- using a constant-current supply, an electronically stabilized supply source or a powerful battery with a large additional series resistor.

Driving the core into saturation means building up a certain amount of flux that reduces the delay, in practice to the order of a few seconds.

The two windings of the tested pair may either be connected to two separate d.c. circuits or connected in series to one in common. In both cases, the current directions should co-operate for the saturation of the core.

The electrical time-constant of the d.c. circuit, after saturation is reached, may also be brought down to the order of a few seconds, even in difficult cases. A temperature difference of 1 K corresponds to a relative difference of resistance in the order of 1/300, which, for an exponential decay of the error, would correspond to a delay of five to six times the electrical time constant. This all means that, in general, useful measurements should be obtainable within not more than 1 min after effective saturation has been established.

The resistance measurement of LV windings of large step up transformers is very sensitive to residual inductive e.m.f., which disturb the measurement even at the time, when the d.c. current has stabilized. The inductive e.m.f. is superimposed to the resistive voltage (in the range of millivolts) and the resistance values evaluated in presence of these disturbed voltages are artificially enhanced or decreased, depending on the polarity of the induced voltages. This can be clearly recognized, when the resistance curve comes from the high end or, in some cases, from the lower end during the initial part of the cooling down curve. On large transformers, the best results may be obtained, when the d.c. current is circulated through the entire turns of the HV winding, as indicated in Figures C.1 and C.2 below. In extreme cases, with winding resistances close to or below 1 mΩ, reasonable resistance values will be obtained one or two minutes from stabilizing the d.c. current.

Additionally, the operating time for the connections and the time for stabilizing the d.c. current have to be regarded.

The first useful resistance value can be obtained, depending on the size of the core.

It is recommended that the time starting from the shutdown until the first valid point of hot resistance measurement should not exceed:

- 2 min for transformers < 100 MVA;
- 3 min for transformers from 100 MVA to < 500 MVA;
- 4 min for transformers ≥ 500 MVA.

The duration of the cooling down curve should be at least two times the thermal time constant of the winding in order to provide information about the transient thermal behaviour of windings and liquid. The duration may vary according to the transformer characteristics and the test modalities.

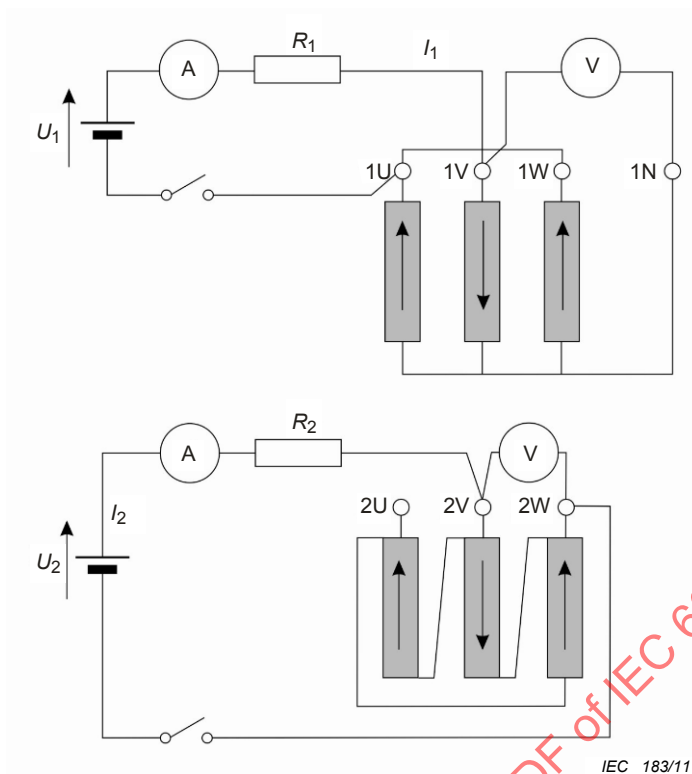
A total duration of 20 min for medium size transformers and up to 30 min for large transformers is appropriate for the determination of the cooling down curve.

Two possible circuits used during the measurement of the cooling down curve on transformers with low resistance windings are shown in Figures C.1 and C.2.

The resistance of low voltage, star or zigzag connected windings (e.g. 400 V winding) of a distribution type transformer should be measured between two phase terminals and not between a phase terminal and neutral terminal.

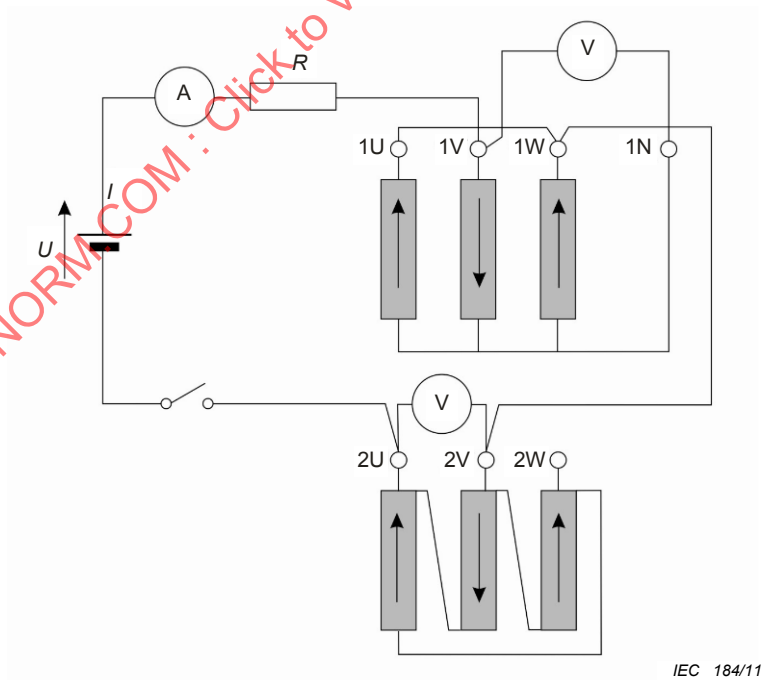
There are also other methods, the use of which shall be subjected to agreement between manufacturer and purchaser:

- to pick up the inductive component of voltage across an open winding, which is not part of the direct current circuit, and use this voltage for correction of the voltage across the winding subjected to resistance measurement (this method is not recommended for large step-up transformers);
- in case of two well-balanced, parallel halves of a winding, it is possible to circulate a direct current into one and back through the other. This permits monitoring of the resistance, in principle without inductive effects, and possibly even while a.c. power is supplied to the transformer.



NOTE The resistors R_1 and R_2 are used to accelerate the extinction of the transient

Figure C.1 – Recommended circuit for transformers with a low resistance winding using two separate direct current sources, one for each winding



NOTE R is an additional resistor to accelerate the extinction of the transient.

Figure C.2 – Alternative recommended circuit using only one direct current source for both windings

C.2 Extrapolation of winding temperature to the instant of shutdown

Clause C.1 discusses the d.c. supply circuit for resistance measurement and the delay before the inductive effects have died away.

The instrumentation used for the measurement may be for manual reading or for automatic recording, analogue or digital. A considerable number of discrete readings are to be made over a period of time, and these have to be evaluated for the extrapolation backwards in time to the instant of shutdown.

The first step of the extrapolation procedure is to pass from the resistance variation to the temperature in accordance with 7.6.

A plot of the winding temperature would look as shown on Figure C.3, where the temperature of the winding is falling relatively rapidly for a period of some minutes and then flattens out.

In a transformer with very large thermal time-constant for liquid-temperature variation (this applies mainly to ON.. transformers of relatively low rated power), it may be assumed that the asymptote is a constant value.

In the majority of the cases, particularly when large transformers with forced cooling are tested, and the cooling equipment is left operating after test power shutdown, it may be necessary to recognize a falling asymptote, on which the more rapid initial variation is superimposed.

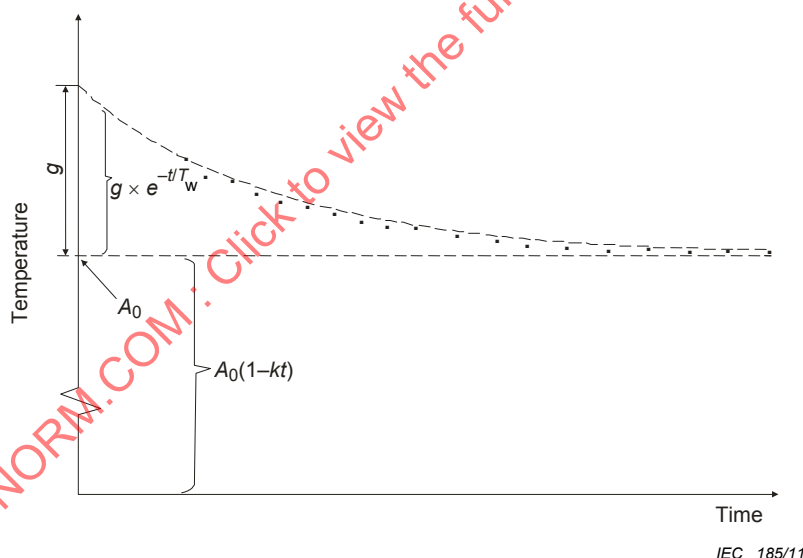


Figure C.3 – Average winding temperature variation after shutdown

The decay of the average winding temperature ($\theta_w(t)$) with time t can be expressed with the relation:

$$\theta_w(t) = \theta_{om}(t) + Be^{-t/T_w} \quad (C.1)$$

where

$\theta_{om}(t)$ is an estimate for the average liquid temperature using slowly dropping function;

B is an estimate for the winding-to-liquid gradient at the instant of the shutdown;

T_w is an estimate for the time constant of the winding cooling down to the oil with an exponential decay.

For the first term ($\theta_{om}(t)$), a constant, a linear variation, or an exponential decay may be considered:

$$\theta_{om}(t) = A_0 \quad \theta_{om}(t) = A_0 (1 - kt) \quad \theta_{om}(t) = A_0 e^{-t/T_0} \quad (C.2)$$

where

T_0 is an estimate of the thermal time constant of the liquid.

The result of the extrapolation estimate is therefore:

$$\theta_w(t=0) = A_0 + B \quad (C.3)$$

which corresponds to the average winding temperature at the instant of shut-down.

C.3 A numerical extrapolation procedure of cooling down curve

The extrapolation of the cooling down curve should be performed using a numerical computer procedure, which fits an analytical function to a set of temperature readings.

The numerical procedure described below can be used to fit an analytical function to a set of timewise equidistant temperature readings.

The advantage of this method is that the best estimate of the average winding temperature is determined in an objective way.

The method is based on the assumption that the dropping of the top-liquid temperature rise is linear $\theta_{om}(t) = A_0 - kt$.

Measured quantities

$t_{\max}$	duration of the cooling down curve measurement (20 min in the example)
Δt	time increment (1 min in the example)
i	index of the time step
n	total number of the valid measurements, reduced by 1 ($n = n_{\text{val., meas}} - 1$)
θ_{om_start}	average liquid temperature as measured at the instant of shutdown
θ_{om_end}	average liquid temperature as measured at the end of the cooling down curve
$\theta_{wm}(i)$	average winding temperature as measured at the time instant i (evaluated from the hot resistance measurement as per 7.6)
k	the difference in top-liquid temperature at the beginning and at the end of cooling-down curve test, divided by duration of the test ($k = 0,15$ K/min in the example)
v	validation factor (0 or 1)

Calculated quantities as per Table C.1

The procedure to be applied is the following:

The grey cells shall be filled with the measured quantities or parameters.

The measured winding temperature values, as converted from the hot resistance values (see 7.6) are inserted in Table C.1 as values in column $\theta_{wm}(i)$.

In some cases, at the initial time after shutdown, some measured values, being not in line with the following measured values, have to be disregarded in order to obtain a reasonable extrapolation curve. Validated values taken into account and designated as values are designated as $\theta_{w\text{ val}}(i) = \nu \times \theta_{wm}(i)$.

The corrected winding temperature is then:

$$\theta_{w\text{ cor}}(i) = \theta_{w\text{ val}}(i) + k t \quad (\text{C.4})$$

Difference between sequential corrected winding temperature values:

$$\Delta\theta_w(i) = \theta_w(i) - \theta_w(i-1) \quad (\text{C.5})$$

Absolute value of sum of the differences between sequential corrected winding temperature values:

$$S_a = |\Sigma(\Delta\theta_w(i))| \quad (\text{C.6})$$

Absolute value of sum of the corrected winding temperature values:

$$S_b = |\Sigma\theta_w(i)| \quad (\text{C.7})$$

Absolute value of sum of the corrected winding temperature values multiplied by sequential temperature differences:

$$S_c = |\Sigma(\theta_w(i)\Delta\theta_w(i))| \quad (\text{C.8})$$

Sum of the squared, corrected winding temperature values:

$$S_d = \Sigma(\theta_w(i))^2 \quad (\text{C.9})$$

Auxiliary variables:

$$\begin{aligned} t_e &= (nS_c - S_b \times S_a) / (nS_d - S_b^2) \\ t_c &= (S_d S_a - S_b \times S_c) / (nS_d - S_b^2) \end{aligned} \quad (\text{C.10})$$

Winding time constant:

$$T_w = \Delta t / \ln(1 + t_e) \quad (\text{C.11})$$

Constants A_0 and B :

$$\begin{aligned} S_e &= \sum e^{(-i/T_w)} \\ A_0 &= -t_c/t_e \\ B &= (S_b - n \times A_0)/S_e \end{aligned} \quad (C.12)$$

The average winding temperature at the instant of shutdown is then:

$$\theta_w(t=0) = A_0 + B \quad (C.13)$$

This result is to be used for determining the average winding temperature according to 7.9.

Validation of the extrapolation

If agreed between manufacturer and purchaser, the validation of the extrapolated results described above can be made repeating the procedure, disregarding the first measurement. The result obtained should not deviate more than $\pm 0,5$ K from the previous one. In case this deviation is exceeded, the validation can be repeated excluding another measurement. This last operation can be made putting in the Table C.1 in the column of the parameter ν value 0 instead of 1.

In the example given above, the first point was excluded because the deviation between the first and second calculations exceeds $+ 0,5$ K.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-2:2011

Table C.1 – Example of cooling down curve calculation spreadsheet

Legend: Data to be inserted		
Time interval	$\Delta t =$	1 min
Initial average- liquid temp.	$\theta_{om_start} =$	56 °C
Final average liquid temp.	$\theta_{om_end} =$	53 °C
Liquid temperature slope	$k =$	0,15 K/min
Average winding temp. at the instant of shut-down		
Estimated winding time constant		
Estimated average liquid temp.		
Estimated winding-to-liquid gradient		
Auxiliary variables:		
$t_c = -12,183\ 6$		
$t_e = 0,217\ 176$		

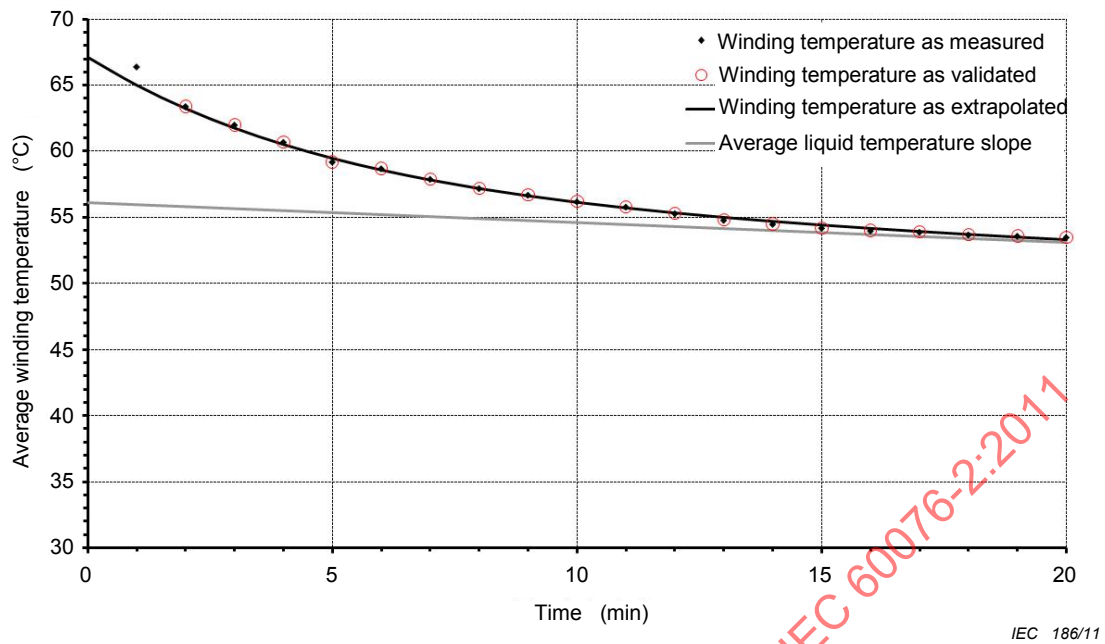


Figure C.4 – Extrapolation of the cooling down curve, using the fitting curve

$$\theta_w(t) = A_0 - kt + Be^{-t/\tau_w}$$

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-2:2011

Annex D (informative)

Dissolved gases analysis for the detection of local overheating

D.1 General

For mineral oil-immersed power transformers, the use of dissolved gas analysis (DGA) performed on oil samples extracted before and after the temperature rise test may allow the detection of local overheating due to stray flux effects, incorrect circulation of the cooling oil, or loose connections of current-carrying leads.

The evaluation of dissolved gas analysis results associated with the temperature rise testing is based on the principle that some gases are released by organic insulating materials (paper and oil) when subjected to high temperature. The different gas compounds may indicate the materials involved, while their concentration and rate of increase is related to the severity of the phenomena in progress.

If agreed between manufacturer and purchaser, DGA can be used as a special tool for evaluating the results of temperature rise tests. The analysis should be performed according to IEC 61181 by means of a high precision gas-chromatographic method.

In principle, the application of DGA is recommended for:

- a) three-phase transformers with separated windings having rated power ≥ 100 MVA;
- b) single-phase transformers with separate windings having rated power ≥ 33 MVA;
- c) auto connected transformers with equivalent double-wound transformer having rating as a) and b);
- d) transformers of smaller rated powers than those stated above, but having leakage flux and/or leakage field strength of the same order as those of the above-mentioned cases.

D.2 Temperature rise test duration

For a correct interpretation of the analysis results, the temperature rise test should be performed with total rated losses. The top-oil temperature rise should be maintained at least 80 % of the estimated final top-oil temperature rise for not less than 8 h.

DGA performed during a temperature rise test at reduced total losses (see 7.12) is meaningless and therefore not recommended.

In case of transformers with alternative cooling methods, the DGA should be performed only for maximum cooling capacity.

D.3 Sampling of oil

The extraction of the samples should be made according to the procedure proposed in IEC 60567, and precautions should be taken to avoid oxidation.

The first sample should be taken immediately before starting temperature rise test and for oil forced cooling systems after at least 2 h of oil circulation. Preferably, the second sample should be taken approximately 24 h after the conclusion of the temperature rise test.

D.4 Gas analysis and result interpretation

The oil samples extracted as indicated above should be analyzed as soon as possible, but in any case not later than 3 days thereafter. It is recommended that the analysis be performed by the same laboratory in order to reduce the uncertainty affecting the results.

For the interpretation of the results, it is suggested to take as a basis the so called *maximum analytical spread* which is the spread that can be expected between samples taken at the same time and at the same place, including the variability of the sample, extraction process and analysis.

The maximum analytical spread $S_A(X)$ may be evaluated as a function of the minimum detectable gas quantity, $S_D(X)$, and the quantity of the relevant gas dissolved in the oil before the temperature rise test $(X)_1$, X being the chemical notation of the gas expressed in micro-litre/litre:

$$S_A(X) = 0,1(X)_1 + 2S_D(X)$$

Table D.1 gives the minimum detectable values of gas in oil that normally a laboratory can assure according to IEC 61181.

Table D.1 – Minimum detectable value S_D of gases in oil

Gas	S_D μl/l
CO ₂	10
CO	5
H ₂	2
CH ₄	0,1
C ₂ H ₆	0,1
C ₂ H ₄	0,1
C ₂ H ₂	0,1

The criteria for the evaluation of the gas analysis during a temperature rise test are based on the rate of increase of some gases and relevant fixed permissible limits.

In principle, the admissible limits should be agreed between manufacturer and purchaser.

Otherwise it is suggested to make reference to the two series of values listed in Table D.2, after having checked that the results obtained are exceeding the maximum analytical spread indicated above [9, 10].

Table D.2 – Admissible limits for gas rate increases

Compounds	Rate of increase $\mu\text{l}/(\text{l h})$	
	First series	Second series
$\frac{1}{t} \times [(C_2 H_2)_2 - (C_2 H_2)_1]$	$< S_A$	$< S_A$
$\frac{1}{t} \times [(CO)_2 - (CO)_1]$	< 5	< 25
$\frac{1}{t} \times [(CO_2)_2 - (CO_2)_1]$	< 20	< 100
$\frac{1}{t} \times \left\{ [(H_2)_2 - (H_2)_1] + [(CH_4)_2 - (CH_4)_1] + [(C_2 H_4)_2 - (C_2 H_4)_1] + [(C_2 H_6)_2 - (C_2 H_6)_1] \right\}$	< 2	< 5
NOTE 1 The subscripts 1 and 2 indicate the concentrations before and after the test.		
NOTE 2 t is the time interval during which the top-oil temperature rise is at least 80 % of the final value in steady state condition.		

If the values of rate of increases determined by gas analysis performed before and after the temperature rise test fulfil all the limits of the first series, it may be concluded that the transformer has no local overheating.

If however, all values determined lie below the second series limits, but one or more values exceed the limits of the first series, the possibility exists of local overheating. In this case, it is recommended that in service, oil samples should be taken at regular intervals from the transformer, and the gas analysis performed.

If one or more of the second series of values are exceeded, the probability of a thermal fault is greater and therefore further investigations should be started to identify and remove the causes of the overheating.

The repetition of the final analysis is however recommended before taking any further decision about the corrective actions to be undertaken.

As an alternative, the temperature rise test can be started again for a longer duration.

The rate of increase of dissolved hydrocarbon gas in oil can be used to provide additional evidence of local overheating in the oil, using the relation given in IEC 60599:

$$R = \frac{\Delta C m_o}{\rho \Delta t}$$

where

R is the rate of gas formation (ml/h);

ΔC is the gas concentration variation ($\mu\text{l}/\text{l}$);

Δt is the duration of the test (h);

m_o is the mass of the oil (kg);

ρ is the oil density (kg/m^3).

The value obtained is directly related to the consistency of the local phenomena, and is therefore independent of the mass of the oil present in the tank.

Criteria for the interpretation of the gas rate increase and admissible limits for hydrocarbon gases shall be matter of agreement between manufacturer and purchaser at the moment of the contract award.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-2:2011

Annex E (informative)

Application of optical fibre sensors for winding hot-spot measurements

E.1 General

Optical fibre sensors for the direct measurement of the winding hot-spot temperatures should be installed according the following rules.

Because of the intrinsic fragility of sensors and optical fibre cables, attention shall be paid for avoiding dangerous mechanical stresses and vibrations during the manufacturing process and in operation.

E.2 Number of sensors

The minimum recommended number of sensors to be applied varies with the characteristics of the transformers.

For two winding three phase transformers, it depends on the transformer rated power (the highest value when two or more different cooling methods are provided). The number of sensors should be those indicated in Table E.1.

Different arrangements can be agreed between manufacturer and purchaser, but as the sensors and optical fibre cables are very fragile, their number should take into consideration the risk of damage during the various operations and stresses which the windings are subjected to in the factory and in service.

Table E.1 – Minimum recommended number of sensors for three-phase transformers

Rated power MVA	Cooling system	Number and phases of installation				
		Total	On central phase		On each lateral phase	
			HV winding	LV winding	HV winding	LV winding
≥ 100	All system	8	2	2	1	1
From ≥ 20	ON.. – OF..	6	1	1	1	1
to < 100	OD..	8	2	2	1	1

For single-phase transformers, the minimum recommended number of sensors for each wound column should be those indicated in Table E.2.

Table E.2 – Minimum recommended number of sensors for single-phase transformers

Rated power MVA	Cooling system	Number of sensor		
		Total	HV winding	LV winding
≥ 50	All system	4	2	2

For transformers with more than two windings, the number of sensors to be mounted is left to agreement between manufacturer and purchaser, but the general principle should be the same.

E.3 Installation of the sensors

The methods of installation of the optical fibre sensors vary according to the winding characteristics.

As far as possible, the sensors should be placed in direct contact with the insulation of the winding conductors, in the regions where the hot-spots are expected (i.e., at the upper winding extremities).

For transformers with concentric windings and horizontal spacers between disks or turns, the sensors should be mounted inside the spacers. Figures E.1 and E.2 show a possible arrangement for a disk winding.

The sensor should be placed at the centre of the spacer, as indicated in Figure E.3. For avoiding reading errors, the movement of oil around the sensor head should be impeded reducing to the minimum the dimensions of the channel made on the spacer or/and blocking the entering.

For windings without vertical spacers between disks or turns (e.g., barrel windings or similar), the sensors should be placed between turns inside a suitable pressboard strip.

For cable transposed conductor (CTC) and when there is a high risk of mechanical damages during the installation of the sensors, different criteria can be applied.

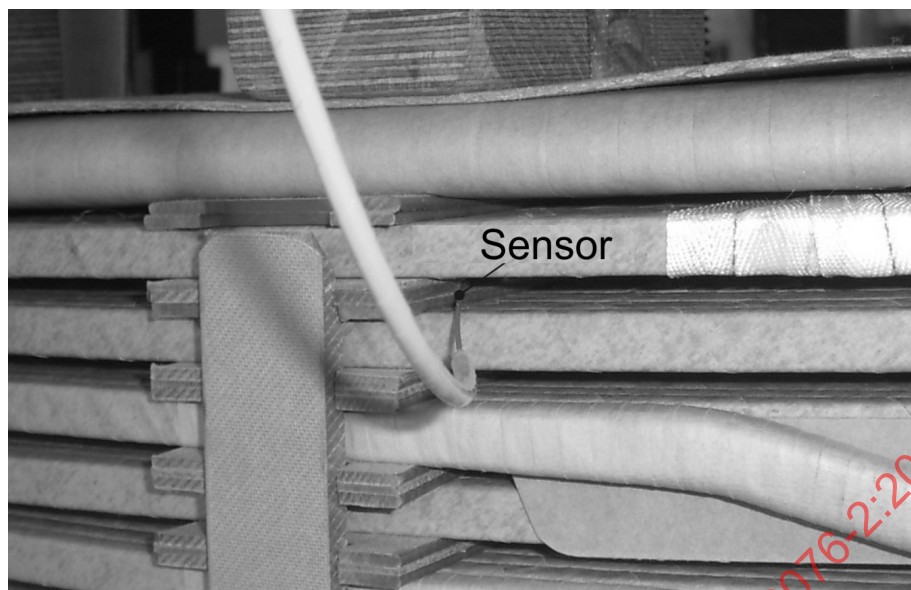
Figure E.4 shows how the a sensor could be mounted in a winding of a shell type transformer. Other mounting configurations can be agreed considering the characteristics of the windings.

In all cases, special attention should be paid to avoid the sensors being partially in contact with the cooling liquid because their indications can be largely affected.

E.4 Installation of the optical fibre cables

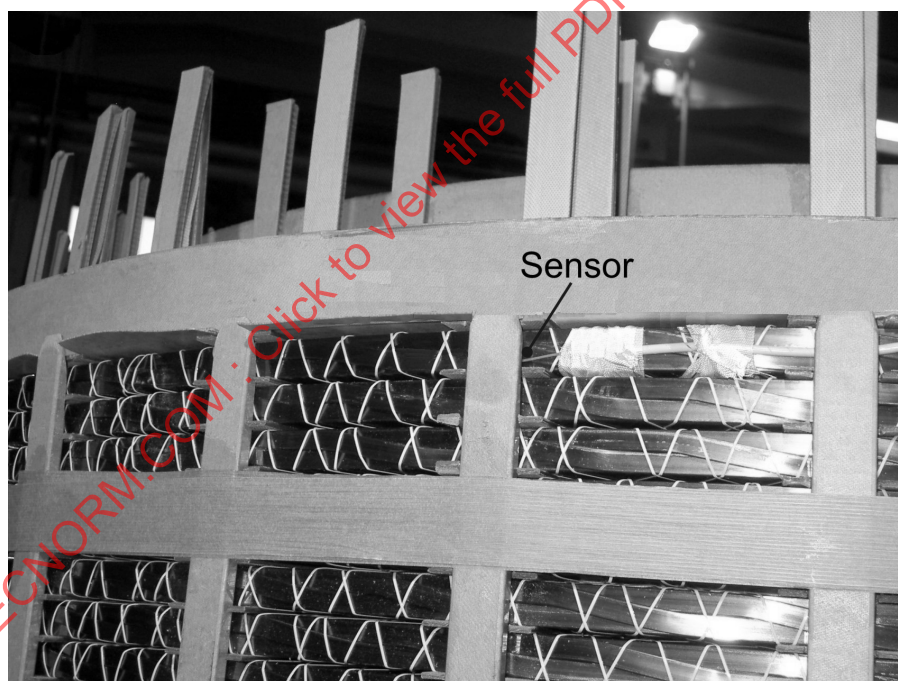
Optical sensors are connected to the measuring instrument by means of optical fibre cables passing through the tank wall or cover.

In principle, optical fibre cables do not disturb the electric field. However, some provisions should be taken about the minimum creepage distance along the cable sheath that could be contaminated when handled during the mounting process.



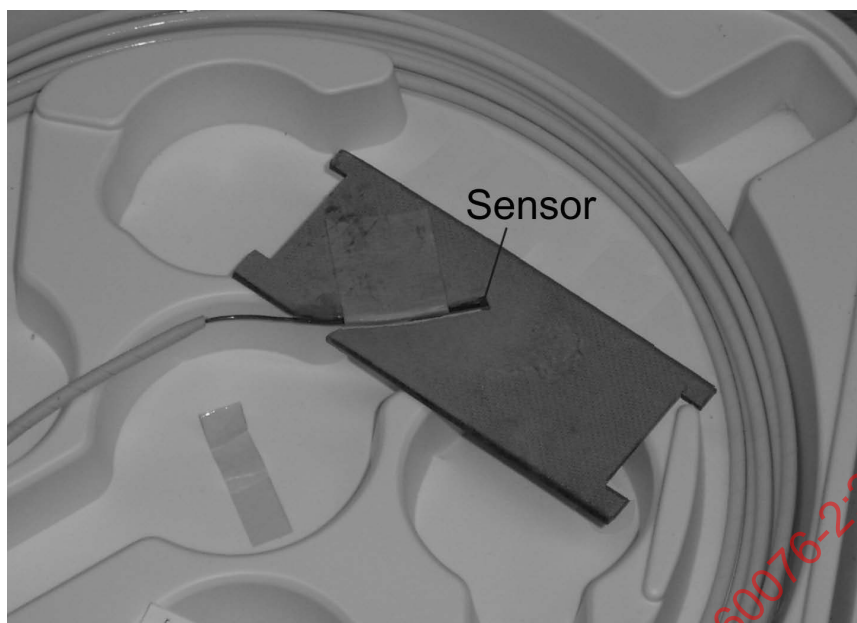
IEC 187/11

Figure E.1 – Optical fibre sensor application for a disk winding of core type transformer



IEC 188/11

Figure E.2 – Optical fibre sensor application for a transposed cable of core type transformer



IEC 189/11

Figure E.3 – Modality of optical fibre sensor application in the winding spacer of core type transformer



IEC 190/11

Figure E.4 – Optical fibre sensor application for high voltage winding of shell type transformer

Bibliography

- [1] IEC 60076-7:2005, *Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*
 - [2] IEC 60296:2003, *Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear*
 - [3] IEC 60567:2005, *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases – Guidance*
 - [4] IEC 60599:1999, *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*
 - [5] IEC 60836:2005, *Specifications for unused silicone insulating liquids for electrotechnical purposes*
 - [6] IEC 61099:2010, *Insulating liquids – Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes*
 - [7] IEEE C57.91:1995, *IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers*
 - [8] CLC/TR 50462:2008, *Rules for the determination of uncertainties in the measurement of the losses on power transformers and reactors*
 - [9] CIGRE WG 06-ST 12:1982, *Final report concerning the temperature rise test on oil-immersed transformers with analysis of gases dissolved in oil*
 - [10] CIGRE WG 12.09:1994, *Dissolved-gas analysis during heat-run tests on power transformers*
-

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	51
1 Domaine d'application	53
2 Références normatives	53
3 Termes et définitions	53
4 Méthodes de refroidissement	55
4.1 Symboles de désignation	55
4.2 Transformateurs à modes de refroidissement multiples	56
5 Conditions de refroidissement normales	57
5.1 Transformateurs à refroidissement par air	57
5.2 Transformateurs à refroidissement par eau	57
6 Limites d'échauffement	57
6.1 Généralités	57
6.2 Limites d'échauffement à puissance assignée	58
6.3 Exigences modifiées du fait de conditions de refroidissement spéciales	59
6.3.1 Généralités	59
6.3.2 Transformateurs à refroidissement par air	59
6.3.3 Transformateurs à refroidissement par eau	60
6.4 Echauffement durant un cycle de charge spécifique	61
7 Essais d'échauffement	61
7.1 Généralités	61
7.2 Température du milieu de refroidissement	61
7.2.1 Température ambiante	61
7.2.2 Température de l'eau	62
7.3 Méthodes d'essais pour la détermination des échauffements	62
7.3.1 Généralités	62
7.3.2 Essai par méthode de court-circuit pour des transformateurs à deux enroulements	62
7.3.3 Variantes d'essais pour transformateurs spéciaux	63
7.4 Détermination des températures du liquide	65
7.4.1 Température du liquide au sommet	65
7.4.2 Température du liquide inférieur et du liquide moyen	65
7.5 Détermination des échauffements du liquide au sommet, du liquide moyen et du liquide inférieur	66
7.6 Détermination de la température moyenne des enroulements	66
7.7 Détermination de la résistance de l'enroulement à l'instant de la coupure	67
7.8 Détermination de l'échauffement moyen de l'enroulement à l'instant de la coupure	67
7.9 Détermination du gradient entre la température moyenne des enroulements et la température moyenne du liquide	68
7.10 Détermination de l'échauffement du point chaud des enroulements	68
7.10.1 Généralités	68
7.10.2 Détermination par calcul	68
7.10.3 Mesure directe au cours de l'essai d'échauffement	69
7.11 Incertitudes affectant les résultats de l'essai d'échauffement	69
7.12 Analyse des gaz dissous dans l'huile	69
7.13 Corrections	70

Annexe A (informative) Détermination de l'échauffement du point chaud des enroulements pour les transformateurs OFAF et OFWF sur la base de la température du liquide en sommet de cuve.....	71
Annexe B (informative) Méthodes d'estimation des échauffements des points chauds des enroulements	73
Annexe C (informative) Techniques utilisées dans l'essai d'échauffement des transformateurs immergés dans du liquide.....	78
Annexe D (informative) Analyse des gaz dissous pour la détection d'un point chaud localisé	87
Annexe E (informative) Application de capteurs à fibre optique pour la mesure du point chaud d'enroulements	91
Bibliographie.....	95
Figure B.1 – Modèle de distribution d'échauffement pour les méthodes de refroidissement ON	74
Figure B.2 – Valeur du facteur Q en fonction de la puissance assignée et de la hauteur des brins (W)	75
Figure B.3 – Circulation typique du liquide dans un enroulement en galettes muni de chicanes	76
Figure C.1 – Circuit recommandé pour les transformateurs munis d'un enroulement de faible résistance utilisant deux sources de courant continu distinctes, une pour chaque enroulement.....	80
Figure C.2 – Autre circuit recommandé utilisant une seule source de courant continu pour les deux enroulements	80
Figure C.3 – Variation de la température moyenne de l'enroulement après la coupure.....	81
Figure C.4 – Extrapolation de la courbe de refroidissement, en utilisant la courbe d'ajustement $\theta_w(t) = A_0 - kt + Be^{-t/T_w}$	86
Figure E.1 – Application d'un capteur à fibre optique pour un enroulement en galettes de transformateur en colonne	93
Figure E.2 – Application d'un capteur à fibre optique pour un câble transposé de transformateur en colonne	93
Figure E.3 – Modalité d'application d'un capteur à fibre optique dans une cale d'enroulement d'un transformateur en colonne.....	94
Figure E.4 – Application d'un capteur à fibre optique pour un enroulement à haute tension de transformateur cuirassé	94
Tableau 1 – Limites d'échauffement.....	58
Tableau 2 – Valeurs recommandées pour les corrections d'échauffement en cas de conditions de service spéciales.....	60
Tableau 3 – Exposants destinés aux corrections des résultats des essais d'échauffement	70
Tableau A.1 – Echauffement des points chauds des enroulements de certains transformateurs déterminés à partir d'essais thermiques conventionnels présentés avec les valeurs calculées d'échauffement de point chaud des enroulements, et mesurées directement par fibre optique	72
Tableau C.1 – Exemple de feuille de calcul de courbe de refroidissement.....	85
Tableau D.1 – Valeurs minimales détectable S_D des gaz dans l'huile.....	88
Tableau D.2 – Limites admissibles de production de gaz	89

Tableau E.1 – Nombre minimum recommandé de capteurs pour les transformateurs triphasés.....	91
Tableau E.2 – Nombre minimum recommandé de capteurs pour les transformateurs monophasés	92

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-2:2011

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 2: Echauffement des transformateurs immergés dans le liquide

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 Norme Internationale CEI 60076-2 a été établie par le comité d'études 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

Cette troisième édition annule et remplace la deuxième édition parue en 1993. Elle constitue une révision technique.

Cette édition inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à l'édition précédente :

- a) cette norme n'est applicable qu'aux transformateurs immergés;
- b) parmi les prescriptions, une limite d'échauffement du point chaud des enroulements a été ajoutée;
- c) les modalités de réalisation des essais d'échauffement ont été améliorées de façon à tenir compte des nouvelles exigences de performances thermiques;

- d) cinq nouvelles annexes informatives ont été introduites pour faciliter l'application de cette norme.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
14/669/FDIS	14/676/RVD

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

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

Une liste de toutes les parties de la série CEI 60076, présentées 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

- reconduite,
- supprimée,
- remplacée par une édition révisée, ou
- amendée.

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

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 2: Echauffement des transformateurs immergés dans le liquide

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60076 s'applique aux transformateurs immergés dans un liquide, identifie les transformateurs de puissance selon leurs méthodes de refroidissement, définit les limites d'échauffement et présente les méthodes d'essais d'échauffement.

2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

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

CEI 60076-8:1997, *Transformateurs de puissance – Partie 8: Guide d'application*

CEI 60085:2007, *Isolation électrique – Evaluation et désignation thermiques*

CEI 61181:2007, *Matériels électriques imprégnés d'huile minérale – Application de l'analyse des gaz dissous (AGD) lors d'essais en usine de matériels électriques*

Guide CEI 115:2007, *Application de l'incertitude de mesure aux activités d'évaluation de la conformité dans le secteur électrotechnique*

3 Termes et définitions

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

3.1

milieu de refroidissement externe

le milieu externe du système de refroidissement du transformateur (air ou eau) dans lequel est transférée la chaleur produite par les pertes du transformateur

3.2

fluide de refroidissement interne

le liquide en contact avec les enroulements et les autres parties du transformateur, à l'aide duquel la chaleur produite par les pertes est transférée vers le fluide de refroidissement externe

NOTE Le liquide peut être de l'huile minérale ou tout autre liquide naturel ou synthèse.

3.3

échauffement

la différence entre la température de la partie considérée (comme par exemple la température moyenne de l'enroulement) et la température du fluide de refroidissement externe

3.4

température du liquide au sommet (supérieur)

θ_o

la température du liquide isolant au sommet de la cuve, représentative du liquide supérieur dans le flux de refroidissement

3.5

échauffement du liquide au sommet (supérieur)

$\Delta\theta_o$

la différence entre la température du liquide supérieur et la température du fluide de refroidissement externe

3.6

température du liquide inférieur (bas)

θ_b

la température du liquide isolant mesurée à un niveau situé au bas de l'enroulement ou dans le liquide en provenance du système de refroidissement.

3.7

échauffement du liquide inférieur (bas)

$\Delta\theta_b$

la différence entre la température du liquide inférieur et la température du fluide de refroidissement externe

3.8

température moyenne du liquide

θ_{om}

la température moyenne entre la température du liquide supérieur et la température du liquide inférieur

3.9

échauffement moyen du liquide

$\Delta\theta_{om}$

la différence entre la température moyenne du liquide et la température du fluide de refroidissement externe

3.10

température moyenne de l'enroulement

θ_w

la température de l'enroulement déterminée à la fin de l'essai d'échauffement à partir de la mesure de la résistance en courant continu de l'enroulement

3.11

échauffement moyen de l'enroulement

$\Delta\theta_w$

la différence entre la température moyenne de l'enroulement et la température du fluide de refroidissement externe

3.12

gradient moyen de l'enroulement

g

la différence entre la température moyenne de l'enroulement et la température moyenne du liquide isolant

3.13**température du point chaud de l'enroulement** θ_h

la température la plus élevée des conducteurs de l'enroulement en contact avec une isolation solide ou un liquide isolant

3.14**échauffement du point chaud de l'enroulement** $\Delta\theta_h$

la différence entre la température du point chaud de l'enroulement et la température du fluide de refroidissement externe

3.15**facteur de point chaud** H

un facteur sans dimension qui permet d'estimer l'augmentation locale du gradient moyen de l'enroulement due à l'augmentation locale des pertes supplémentaires et à une variation de la circulation du liquide

NOTE Le facteur H est obtenu par le produit des facteurs Q et S (voir 3.16 et 3.17).

3.16**facteur Q**

un facteur sans dimension qui permet d'estimer l'augmentation du gradient moyen de l'enroulement due à l'augmentation locale des pertes supplémentaires

3.17**facteur S**

un facteur sans dimension qui permet d'estimer l'augmentation locale du gradient moyen de l'enroulement due à la variation du flux de liquide

3.18**papier à performances thermiques améliorées (thermostabilisé)**

papier à base de cellulose qui a été modifié chimiquement afin de réduire la vitesse de décomposition du papier.

Un papier est considéré comme thermiquement amélioré s'il satisfait aux critères de durée de vie suivants: conservation de 50 % de sa résistance à la traction au bout de 65 000 h dans un tube scellé à 110 °C ou toute autre combinaison durée/température donnée par l'équation suivante:

$$\text{Durée (h)} = 65\,000 e^{\left(\frac{15\,000}{\theta_h + 273} - \frac{15\,000}{110 + 273} \right)} \quad (1)$$

NOTE 1 Les effets du vieillissement sont réduits soit par l'élimination partielle des agents de formation d'eau, soit en inhibant la formation de l'eau à l'aide d'agents stabilisants.

NOTE 2 Voir la CEI 60076-7, pour une méthode d'essai alternative basée sur la teneur en azote.

4 Méthodes de refroidissement**4.1 Symboles de désignation**

Les transformateurs doivent être désignés selon le mode de refroidissement utilisé. Pour les transformateurs immergés dans un liquide, cette désignation est exprimée par un code à quatre lettres défini ci-dessous.

Première lettre: Fluide de refroidissement interne:

- O: huile minérale ou liquide isolant de synthèse à point de feu ≤ 300 °C;
- K: liquide isolant avec point de feu > 300 °C;
- L: liquide isolant à point de feu non mesurable.

Deuxième lettre: Mode de circulation du fluide de refroidissement interne:

- N: circulation naturelle par thermosiphon à travers le système de refroidissement et les enroulements;
- F: circulation forcée à travers le système de refroidissement, circulation par thermosiphon dans les enroulements;
- D: circulation forcée à travers le système de refroidissement et dirigée du système de refroidissement jusqu'aux enroulements principaux au moins.

Troisième lettre: Fluide de refroidissement externe:

- A: air;
- W: eau.

Quatrième lettre: Mode de circulation du fluide de refroidissement externe:

- N: convection naturelle;
- F: circulation forcée (ventilateurs, pompes).

NOTE 1 Dans la présente norme, l'utilisation des liquides isolants K et L est considérée uniquement pour des raisons de sécurité et de respect de l'environnement.

NOTE 2 Dans un transformateur désigné comme ayant une circulation de liquide isolant forcée et dirigée (deuxième lettre du code D), le débit de liquide à travers les enroulements principaux est déterminé par les pompes et n'est, en principe, pas déterminé par la charge. Une faible partie du flux de liquide venant du dispositif de refroidissement peut être dirigée en dérivation contrôlée pour assurer le refroidissement du circuit magnétique et des autres éléments extérieurs aux enroulements principaux. Les enroulements de réglage et/ou les autres enroulements ayant une puissance relativement faible peuvent aussi avoir une circulation non dirigée de liquide en dérivation.

Dans un transformateur avec refroidissement forcé non dirigé (deuxième lettre du code F), le débit de liquide à travers tous les enroulements est variable avec la charge et n'est pas directement lié au débit traversant la pompe de l'équipement de refroidissement.

4.2 Transformateurs à modes de refroidissement multiples

Un transformateur peut être spécifié avec des modes de refroidissement variables. Dans ce cas, la spécification et la plaque signalétique doivent comporter l'information sur les niveaux de puissance pour lesquels le transformateur respecte les limitations d'échauffement lorsque chaque variante de mode de refroidissement est utilisée, voir CEI 60076-1.

Le niveau de puissance pour le mode ayant la plus grande capacité de refroidissement correspond à la puissance assignée du transformateur (ou d'un enroulement individuel d'un transformateur à enroulements multiples, voir CEI 60076-1). Les différents modes de refroidissement sont par convention énumérés par ordre croissant de capacité de refroidissement.

Exemples:

- ONAN/ONAF. Le transformateur a un jeu de ventilateurs qui peut être mis en service à charge élevée. La circulation du liquide isolant n'est assurée que par effet de thermosiphon dans les deux cas.
- ONAN/OFAF. Le transformateur a un dispositif de refroidissement avec pompes et ventilateurs, mais est aussi spécifié avec une capacité de puissance réduite en refroidissement naturel (par exemple, en cas de perte ou de diminution de puissance auxiliaire).

5 Conditions de refroidissement normales

5.1 Transformateurs à refroidissement par air

Les limites normales de température ambiante pour les transformateurs de puissance sont données dans la CEI 60076-1.

En ce qui concerne les limites normales d'échauffement, il convient que les températures sur le site d'installation prévu n'excèdent pas:

- + 40 °C à tout moment;
- + 30 °C en moyenne mensuelle du mois le plus chaud;
- + 20 °C en moyenne annuelle.

NOTE Les températures moyennes doivent être dérivées de données météorologiques comme suit (voir CEI 60076-1).

Température moyenne mensuelle:

- demi-somme de la moyenne des maxima journaliers et des minima journaliers pour un mois particulier sur plusieurs années;

Température moyenne annuelle:

- un douzième de la somme des températures moyennes mensuelles.

5.2 Transformateurs à refroidissement par eau

La température normale de l'eau de refroidissement à l'entrée des réfrigérants pour les transformateurs à refroidissement par eau ne doit ni dépasser 25 °C à tout moment, ni 20 °C en moyenne annuelle.

Si la température de l'eau dépasse une de ces limites, il convient de spécifier des échauffements réduits (voir CEI 60076-1).

6 Limites d'échauffement

6.1 Généralités

Les exigences d'échauffement sont spécifiées selon des options différentes:

- une série de limites qui se réfèrent à la puissance assignée en régime permanent (voir 6.2).
- une série complémentaire de limites explicitement spécifiées, qui se réfèrent à un cycle de charge prescrit (voir 6.4).

NOTE La série complémentaire de limites s'applique essentiellement aux transformateurs de grande puissance pour lesquels les conditions de charge de secours méritent une attention particulière. Il convient qu'elle ne soit pas appliquée de façon régulière pour les transformateurs standardisés de petite et moyenne puissance.

Il est admis dans la présente partie que les températures de service des différentes parties du transformateur puissent chacune être définies comme la somme de la température du fluide de refroidissement externe (air ambiant ou eau de refroidissement) et d'un échauffement de cette partie du transformateur.

Les limites d'échauffement normales s'appliquent, à moins que d'autres conditions spéciales de service soient spécifiées. Dans ce cas, les limites d'échauffement doivent être modifiées comme cela est indiqué en 6.3.

Aucune tolérance positive n'est admise sur les limites d'échauffement.

6.2 Limites d'échauffement à puissance assignée

Pour les transformateurs de puissance inférieure ou égale à 2 500 kVA (833 kVA monophasé) avec une plage de réglage n'excédant pas $\pm 5\%$, les limites d'échauffement doivent s'appliquer à la prise principale correspondant à la tension assignée (voir CEI 60076-1).

Si la puissance assignée est supérieure à 2 500 kVA ou si la plage de réglage excède $\pm 5\%$, les limites d'échauffement doivent s'appliquer pour chaque prise à la puissance de prise, à la tension de prise et au courant de prise appropriés.

NOTE 1 Les pertes dues à la charge sont différentes pour des prises différentes et parfois il en va aussi de même pour les pertes à vide lorsqu'un réglage à flux variable est spécifié.

NOTE 2 Dans un transformateur à enroulements séparés, la prise avec le courant le plus élevé est, normalement, la prise qui a les pertes dues à la charge les plus élevées.

NOTE 3 Dans un autotransformateur avec prises, le choix de la prise qui a les pertes dues à la charge les plus élevées dépendra de la façon selon laquelle ces prises sont disposées.

Pour un transformateur à plus de deux enroulements, lorsque la puissance assignée d'un enroulement est égale à la somme des puissances assignées des autres enroulements, les exigences d'échauffement s'appliquent à la puissance assignée dans chaque enroulement simultanément. Si ce n'est pas le cas, une ou plusieurs combinaisons particulières de charge doivent être choisies et spécifiées pour les limites d'échauffement.

Dans le cas des transformateurs ayant deux éléments d'enroulements ou plus superposés, la limite d'échauffement de l'enroulement doit s'appliquer à la moyenne des mesures des éléments d'enroulements superposés, s'ils sont de même dimension et de même puissance.

Les limites d'échauffement données dans le Tableau 1 sont valables pour les transformateurs à isolation solide définie en classe 105 °C selon la CEI 60085, et immergés dans de l'huile minérale ou un liquide synthétique dont le point de feu n'est pas supérieur à 300 °C (première lettre du code: O).

Les limites se réfèrent à un régime établi à la puissance assignée en permanence, avec une température moyenne annuelle de 20 °C du fluide de refroidissement externe.

Sauf accord entre le constructeur et l'acheteur, les limites d'échauffement indiquées dans le Tableau 1 sont valables pour le papier Kraft et le papier thermiquement amélioré (voir également la CEI 60076-7).

Tableau 1 – Limites d'échauffement

Exigences concernant	Limites d'échauffement K
Echauffement du liquide isolant au sommet	60
Echauffement moyen des enroulements (mesuré par variation de résistance):	
– pour systèmes de refroidissement désignés en tant que ON ... et OF ...	65
– pour systèmes de refroidissement désignés en tant que OD ...	70
Echauffement du point chaud de l'enroulement	78

Aucune limite en valeur numérique n'est spécifiée pour l'échauffement du noyau magnétique, des connexions électriques extérieures, des blindages magnétiques ou électriques et des pièces structurales à l'intérieur de la cuve. Cependant, c'est une évidence que de telles pièces ne doivent pas atteindre des températures susceptibles d'endommager les pièces adjacentes ou de provoquer un vieillissement anormal du liquide isolant. Si cela est jugé

nécessaire, une limite d'échauffement pour la surface du noyau magnétique peut être convenue entre le constructeur et l'acheteur.

NOTE 4 Pour certaines conceptions, la limite d'échauffement du point chaud de l'enroulement peut impliquer des échauffements du liquide au sommet et/ou des échauffements moyens des enroulements inférieurs à ceux indiqués dans le tableau.

NOTE 5 Les règles de détermination de l'échauffement du point chaud des enroulements sont indiquées en 7.10.

NOTE 6 Pour les transformateurs de grande puissance immergés dans l'huile minérale, l'analyse des gaz dissous dans l'huile (AGD ou DGA pour *Dissolved Gas Analysis* en anglais) effectuée pendant l'essai d'échauffement peut être un outil de détection d'une surchauffe indésirable (voir Annexe D).

NOTE 7 Pour les transformateurs de grande puissance, l'échauffement des surfaces de la cuve et du couvercle peut être vérifié à l'aide d'une caméra thermographique à infrarouge.

Sur les enroulements à très faible résistance et à connexions boulonnées nombreuses (par exemple les enroulements à basse tension des transformateurs de fours), la détermination de l'échauffement moyen des enroulements par la variation de résistance peut être difficile et affectée par une forte incertitude. En variante et après accord entre le fabricant et l'acheteur, les limites d'échauffement des enroulements peuvent être réduites à l'échauffement du point chaud des enroulements qui doit alors être mesuré directement.

Les limites d'échauffement des transformateurs qui ont un système d'isolation plus résistant à la température et qui sont immergés dans un liquide moins inflammable (lettre du code K ou L) doivent faire l'objet d'un accord.

6.3 Exigences modifiées du fait de conditions de refroidissement spéciales

6.3.1 Généralités

Si les conditions de service sur le site d'installation prévu n'entrent pas dans les limites des conditions normales de refroidissement énumérées à l'Article 5, alors les limites d'échauffement du transformateur doivent être modifiées conformément aux règles indiquées ci-dessous.

6.3.2 Transformateurs à refroidissement par air

Si la température du fluide de refroidissement externe sur le site dépasse une ou plusieurs des valeurs normales indiquées en 5.1, toutes les limites d'échauffement indiquées dans le Tableau 1 doivent être corrigées de la même valeur que le dépassement. Les valeurs obtenues doivent être arrondies au nombre entier de degrés Kelvin le plus proche.

Les valeurs de référence de température ambiante et les corrections de limites d'échauffement recommandées sont indiquées dans le Tableau 2.

Tableau 2 – Valeurs recommandées pour les corrections d'échauffement en cas de conditions de service spéciales

Températures ambiantes °C			Correction de l'échauffement K ^a
Moyenne annuelle	Moyenne mensuelle	Maximum	
20	30	40	0
25	35	45	–5
30	40	50	–10
35	45	55	–15
^a Référence aux valeurs indiquées dans le Tableau 1.			

NOTE 1 Aucune règle n'est prévue pour les températures ambiantes inférieures aux températures normales. Les limites d'échauffement indiquées dans le Tableau 1 s'appliquent, sauf mention contraire par l'acheteur.

NOTE 2 Les valeurs indiquées dans le Tableau 2 peuvent être interpolées.

Si le site d'installation est situé à plus de 1 000 m au-dessus du niveau de la mer mais pas la salle d'essais, les échauffements admissibles pendant les essais doivent être réduits comme suit:

- pour un transformateur à refroidissement naturel (...AN), la limite d'échauffement du liquide au sommet, les échauffements moyens et de point chaud des enroulements doivent être réduits de 1 K pour chaque intervalle de 400 m par lequel l'altitude de l'installation dépasse 1 000 m;
- pour un transformateur à refroidissement forcé (...AF), la réduction doit être de 1 K tous les 250 m dépassant 1 000 m.

Une correction inverse correspondante peut être appliquée dans les cas où l'altitude de salle d'essais est supérieure à 1 000 m et l'altitude du site d'installation est inférieure à 1 000 m.

Toute correction due à l'altitude doit être arrondie au nombre entier de degrés le plus proche.

Lorsque les limites d'échauffement spécifiées d'un transformateur ont été réduites, soit à cause d'une température élevée du fluide de refroidissement, soit à cause de l'altitude élevée du site d'installation, il doit en être fait mention sur la plaque signalétique (voir CEI 60076-1).

NOTE 3 Lorsque des transformateurs standardisés doivent être utilisés à des altitudes élevées, une valeur de puissance réduite peut être calculée, qui, du point de vue du refroidissement et des échauffements, correspond au régime assigné dans des conditions ambiantes normales.

6.3.3 Transformateurs à refroidissement par eau

Si la température annuelle et/ou maximale de l'eau de refroidissement sur le site dépasse les valeurs indiquées en 5.2, toutes les limites d'échauffement prescrites doivent être réduites de la même valeur que le dépassement. Les valeurs doivent être arrondies au nombre entier de degrés le plus proche.

NOTE La règle indiquée ci-dessus ne s'applique pas pour des températures de l'eau inférieures à la température normale. Dans ce cas, un accord entre le constructeur et l'acheteur est nécessaire.

L'influence d'une température ambiante différente ou de l'altitude sur l'air de refroidissement de la cuve doit être négligée.

6.4 Échauffement durant un cycle de charge spécifié

Par accord entre le constructeur et l'acheteur, les limites d'échauffement peuvent être garanties et/ou un essai spécial concernant un cycle de charge peut être spécifié. Pour les transformateurs immergés dans l'huile, il convient de faire référence à la CEI 60076-7.

7 Essais d'échauffement

7.1 Généralités

Les paragraphes qui suivent décrivent les procédures de détermination des valeurs de température et d'échauffement durant les essais en usine, et les méthodes de remplacement des conditions de charge en service par des procédures d'essai équivalentes.

Durant l'essai d'échauffement, le transformateur doit être équipé de ses dispositifs de protection (par exemple, le relais Buchholz). Toute indication de ces dispositifs pendant l'essai doit être notée et le cas doit être étudié.

Pour les transformateurs ayant plusieurs valeurs de puissance affectées à des modes de réfrigérations distincts (par exemple, lorsque deux systèmes de refroidissement ou plus sont prévus), un essai d'échauffement doit être effectué pour la puissance maximale affectée à chaque mode de refroidissement. Le nombre d'essais peut être réduit par accord entre le constructeur et l'acheteur.

7.2 Température du milieu de refroidissement

7.2.1 Température ambiante

Pour l'essai d'échauffement, il convient que la température de l'air de refroidissement se situe entre 10 °C et la température ambiante maximum pour laquelle le transformateur a été conçu.

L'interprétation des résultats des essais doit faire l'objet d'un accord si la température du fluide de refroidissement externe au cours de l'essai se trouve en-dehors des limites indiquées.

Au moins quatre capteurs doivent être prévus et la moyenne de leurs indications doit être utilisée pour déterminer la température ambiante pour l'évaluation des résultats des essais.

NOTE Pour les essais sur les transformateurs de grande puissance, il convient que le nombre de capteurs soit porté à six afin de réduire l'incertitude qui peut affecter la moyenne des mesures.

Il convient que les lectures soient faites à intervalles réguliers (toutes les dix minutes, par exemple), ou qu'un enregistrement automatique en continu soit utilisé.

Autour d'un transformateur à refroidissement naturel, les capteurs doivent être placés à mi-hauteur environ des surfaces de refroidissement.

Les capteurs doivent être répartis autour de la cuve, à environ 2 m du périmètre de la cuve et des surfaces de refroidissement, et être protégés du rayonnement thermique direct.

Pour un transformateur à refroidissement par ventilation forcée, les capteurs doivent être placés dans l'air à environ 0,5 m de l'entrée des réfrigérants.

En cas de système de refroidissement séparé placé à une distance d'au moins 3 m de la cuve du transformateur, la température ambiante doit être mesurée autour de l'équipement de refroidissement en appliquant les mêmes règles que ci-dessus.

On prendra soin d'éviter une possible recirculation de l'air chaud. Il convient que le transformateur soit placé de façon à minimiser les obstacles à la circulation de l'air et de façon à fournir des conditions ambiantes stables.

Il convient de prendre des précautions pour minimiser les variations de température de l'air de refroidissement, plus particulièrement durant la dernière partie de la période d'essais, à l'approche de la stabilisation. Il convient que la variation rapide des mesures due aux turbulences soit évitée par des moyens adéquats tels que des composants apportant une inertie thermique aux capteurs de température dont la constante de temps serait semblable à celle du transformateur.

7.2.2 Température de l'eau

Pour l'essai d'échauffement, il convient que la température de l'eau de refroidissement se situe entre 5 °C et la température de l'eau maximum pour laquelle le transformateur a été conçu.

L'interprétation des résultats des essais doit faire l'objet d'un accord si la température de l'eau se trouve en-dehors des limites indiquées ci-dessus.

La température doit être mesurée à l'entrée de l'équipement de refroidissement. Il convient que les lectures de la température et du débit soient faites à intervalles réguliers (toutes les dix minutes, par exemple), ou qu'un enregistrement automatique en continu soit utilisé.

Il convient que des précautions soient prises pour minimiser les variations de débit et de température de l'eau de refroidissement durant la période d'essais.

7.3 Méthodes d'essais pour la détermination des échauffements

7.3.1 Généralités

La méthode normalisée de détermination de l'échauffement en régime établi en plateforme d'essai équivaut à l'essai en court-circuit selon 7.3.2 ci-dessous.

Il peut être convenu dans des cas particuliers de réaliser un essai en appliquant la tension et le courant assignés par raccordement à une charge adéquate. Cela s'applique surtout aux transformateurs de faible puissance assignée.

Une méthode d'opposition (*back-to-back*, en anglais) peut aussi être convenue. Dans cette méthode, deux transformateurs, dont l'un est le transformateur soumis à l'essai, sont connectés en parallèle et alimentés à la tension assignée du transformateur soumis à l'essai. Le courant assigné est mis en circulation dans les enroulements du transformateur soumis à l'essai au moyen de rapports de tension différents ou à l'aide d'une injection de tension.

7.3.2 Essai par méthode de court-circuit pour des transformateurs à deux enroulements

Durant cet essai, le transformateur n'est pas soumis simultanément à la tension assignée et au courant assigné, mais aux pertes totales calculées, préalablement obtenues par deux déterminations séparées des pertes, c'est-à-dire les pertes dues à la charge à la température de référence et les pertes à vide (voir CEI 60076-1).

Le but de l'essai est d'établir:

- les échauffements du liquide au sommet et du liquide moyen en régime établi avec dissipation des pertes totales;
- les échauffements moyens des enroulements au courant assigné, compte tenu de l'échauffement moyen du liquide déterminé ci-dessus;

- les échauffements des points chauds des enroulements au courant assigné, compte tenu de l'échauffement du liquide au sommet susmentionné.

L'essai est réalisé en deux étapes:

a) Injection des pertes totales

Les échauffements du liquide au sommet et du liquide moyen sont déterminés lorsque le transformateur est soumis à un courant d'essai correspondant aux pertes totales du transformateur (voir CEI 60076-1). Le courant d'essai dépassera le courant assigné de la valeur nécessaire pour produire un surplus de pertes égal aux pertes à vide à la tension assignée. Les échauffements des enroulements seront accrus en conséquence.

Les températures du liquide au sommet et du fluide de refroidissement sont enregistrées, et l'essai est poursuivi jusqu'à ce qu'une valeur stabilisée de l'échauffement du liquide soit atteinte.

La première partie de l'essai peut être terminée lorsque le taux de variation de l'échauffement du liquide au sommet est tombé en-dessous de 1 K par heure et est resté en-dessous de ce seuil pendant une période de 3 h. Si des valeurs discrètes ont été relevées à intervalles réguliers, la valeur moyenne de ces lectures durant la dernière heure est prise comme résultat de l'essai. Si un enregistrement automatique continu est utilisé, la valeur moyenne durant la dernière heure est prise comme résultat.

b) Injection du courant assigné

Une fois que l'échauffement du liquide au sommet a été déterminé, l'essai doit continuer immédiatement avec un courant d'essai ramené au courant assigné pour la combinaison d'enroulements alimentés. Cette condition est maintenue durant 1 h, au cours de laquelle il convient que des enregistrements continus de la température du liquide au sommet, du point chaud des enroulements (s'il est mesuré) et du fluide de refroidissement externe soient effectués au moins toutes les 5 min.

A la fin de l'heure, les résistances des enroulements sont mesurées, soit après une déconnexion rapide de l'alimentation et des courts-circuits (voir 7.8 et l'Annexe C), soit sans coupure de l'alimentation au moyen de la méthode de superposition qui consiste à injecter dans les enroulements un courant continu de mesure de faible valeur superposé au courant de charge.

Les valeurs de la température moyenne des deux enroulements sont déterminées à partir des variations de résistance, et en prenant en compte la diminution de la température du liquide lorsque le courant est ramené à la valeur assignée, ainsi que la variation de la température moyenne du fluide de refroidissement externe.

Si la mesure directe de la température du point chaud des enroulements est prévue, l'échauffement correspondant est obtenu par la lecture la plus élevée avant la déconnexion et en appliquant la correction indiquée en 7.10.3, car la température du liquide diminue lorsque le courant est ramené à la valeur assignée.

Par accord mutuel, les deux phases de l'essai peuvent être combinées en une seule application d'une puissance à un niveau intermédiaire entre les pertes totales et les pertes dues à la charge. Pour les transformateurs immergés dans le liquide, les valeurs d'échauffement pour le liquide au sommet, le liquide moyen et les enroulements doivent être déterminées à l'aide des règles de correction énoncées en 7.13. Les pertes injectées durant l'essai doivent cependant être égales à au moins 80 % des pertes totales.

7.3.3 Variantes d'essais pour transformateurs spéciaux

Transformateur à deux enroulements ayant une plage de réglage supérieure à ± 5 % ou dont la puissance assignée est supérieure à 2 500 kVA.

Sauf spécification contraire, l'essai d'échauffement est réalisé avec le transformateur relié à la prise à courant maximal (voir CEI 60076-1) et le courant correspondant à cette prise est utilisé durant la dernière partie de l'essai (voir 7.3.2 b)).

Les pertes totales à injecter durant la première partie de l'essai (voir 7.3.2 a)) doivent être égales à la plus grande valeur des pertes totales apparaissant sur n'importe quelle prise (aux grandeurs de prises correspondantes). Cette prise est souvent, mais pas toujours, la prise à courant maximal. Cette partie de l'essai détermine l'échauffement maximal du liquide au sommet. Pour la détermination de l'échauffement des enroulements au courant maximal de prise, la valeur d'échauffement du liquide à utiliser dans l'évaluation doit correspondre aux pertes totales de cette prise. La valeur issue de la première partie de l'essai sera recalculée si elle a été obtenue avec d'autres données.

Transformateur à plus de deux enroulements

Lorsque la puissance assignée d'un enroulement est égale à la somme des puissances assignées des autres enroulements, pour la première partie de l'essai, les pertes totales doivent être développées et correspondre à la puissance assignée (ou puissance de prise) dans tous les enroulements.

Si ce n'est pas le cas, il existe des régimes de charge spécifiés avec des combinaisons différentes de charge de chaque enroulement individuel. Le cas qui correspondra aux pertes de charge les plus élevées devra déterminer la puissance de l'essai pour la détermination de l'échauffement du liquide.

La valeur d'échauffement d'un enroulement individuel au-dessus du liquide doit être obtenue avec le courant assigné dans l'enroulement.

Dans la détermination de l'échauffement des enroulements par rapport à la température moyenne de refroidissement, l'échauffement du liquide pour le cas de charge considéré sera recalculé à partir de l'essai avec injection des pertes totales, selon 7.13. Il en sera de même s'il y a lieu pour la détermination de l'échauffement de chaque enroulement par rapport au liquide.

Un guide pour le calcul des pertes dans les transformateurs à plus de deux enroulements est donné dans la CEI 60076-8.

L'injection des pertes totales pour la détermination de l'échauffement du liquide peut être réalisée:

- soit de manière aussi proche que possible du cas de charge réel, en injectant le courant correspondant aux pertes totales dans un enroulement, les autres étant simultanément court-circuités ou reliés à une impédance;
- soit de manière approchée en ne court-circuitant pas ou en ne fermant pas certains enroulements; par exemple, si un des enroulements a une puissance assignée relativement faible et une faible contribution aux pertes totales du transformateur, il peut être acceptable de le laisser ouvert et d'augmenter le courant dans les autres enroulements concernés jusqu'à ce que les pertes totales soient obtenues.

Si aucune des méthodes ci-dessus ne peut être appliquée à pleine puissance, à cause des limitations des installations d'essai, il peut être convenu de réaliser les essais avec des pertes réduites jusqu'à 80 % de la valeur mesurée. Les valeurs des températures mesurées doivent ensuite être corrigées selon 7.13.

Il convient que les détails de l'essai d'échauffement pour un transformateur à plus de deux enroulements soient exposés et fassent l'objet d'un accord dès le stade de l'offre.

Pour les transformateurs à plus de deux parties actives munis d'enroulements qui ne possèdent pas de connexions externes, il convient que la méthode d'essai d'échauffement fasse l'objet d'un accord dès le stade de l'offre. L'utilisation de traversées d'essai supplémentaires peut convenir.

7.4 Détermination des températures du liquide

7.4.1 Température du liquide au sommet

La température du liquide au sommet (θ_o) est conventionnellement déterminée par un ou plusieurs capteurs immergés dans le liquide isolant au sommet de la cuve ou dans des doigts de gant dans le couvercle.

Le nombre recommandé de doigts de gant est le suivant:

- puissance assignée ≥ 100 MVA: 3 doigts de gant;
- puissance assignée de 20 MVA à < 100 MVA: 2 doigts de gant;
- puissance assignée < 20 MVA: 1 doigt de gant.

Il convient de choisir la position des capteurs pour représenter la température du liquide supérieur éventuellement en correspondance avec les enroulements.

En cas d'utilisation de plusieurs doigts de gant, les indications des capteurs doivent faire l'objet d'une moyenne pour arriver à une valeur représentative de la température.

NOTE 1 La température du liquide peut être différente en divers endroits, en sommet de cuve, selon sa conception. Les mesures utilisant un doigt de gant sur le couvercle peuvent être perturbées par un échauffement dû aux courants de Foucault.

NOTE 2 Dans les transformateurs avec circulation forcée du liquide vers l'équipement de réfrigération, il se fait un mélange du liquide venant des enroulements avec le liquide dérivé dans la cuve qui peut ne pas être identique entre les différentes parties de la cuve ou entre les différentes tuyauteries supérieures du circuit de refroidissement. Sur la signification de la température du liquide au sommet dans les transformateurs à circulation forcée, voir l'Annexe A.

Par accord entre le constructeur et l'acheteur, la température du liquide au sommet peut être déterminée en supposant être la moyenne des indications des doigts de gant placés sur le couvercle et la température du liquide dans l'entrée du système de refroidissement.

NOTE 3 La température du liquide à l'entrée du système de refroidissement doit être mesurée par des capteurs situés au centre des collecteurs

7.4.2 Température du liquide inférieur et du liquide moyen

« Liquide inférieur » est le terme qui désigne la température du liquide qui entre par la partie inférieure des enroulements. Pour des raisons pratiques, sa température est considérée comme identique à celle du liquide revenant des circuits de refroidissement vers la cuve.

La température du liquide inférieur (θ_b) doit être déterminée par des capteurs montés sur les tuyauteries principales de retour des réfrigérants ou radiateurs. Si plusieurs batteries de réfrigérants sont montées, il convient d'utiliser plusieurs capteurs et la moyenne des indications est prise comme température du liquide inférieure.

NOTE 1 Le débit de liquide dans les tuyauteries principales de retour peut être turbulent, s'il est forcé par une pompe, ou essentiellement laminaire, si la circulation est naturelle à travers les radiateurs. Cela est important pour obtenir une détermination représentative de la température du liquide dans la tuyauterie principale.

La température du liquide moyen doit en principe être la température moyenne du liquide de refroidissement dans les enroulements.

La température du liquide moyen (θ_{om}) est utilisée pour le calcul du gradient moyen des enroulements et pour la correction de certains résultats d'essais d'échauffement (voir 7.13).

La température du liquide moyen est:

$$\theta_{om} = (\theta_o + \theta_b) / 2$$

NOTE 2 La validité de la relation indiquée ci-dessus pour les différents systèmes de refroidissement est également décrite dans l'Annexe A.

NOTE 3 Pour les transformateurs ONAN de puissance inférieure ou égale à 2 500 kVA, à cuves lisses ou striées, à ondes ou avec des tubes individuels de refroidissement montés directement sur la cuve, l'échauffement moyen du liquide au-dessus de la température de l'air ambiant peut être pris comme étant égal à 80 % de l'échauffement du liquide au sommet.

7.5 Détermination des échauffements du liquide au sommet, du liquide moyen et du liquide inférieur

L'échauffement du liquide au sommet ($\Delta\theta_o$) doit être déterminé par la différence entre la température du liquide au sommet mesurée à la fin de la période d'essai avec les pertes totales (θ_o) et la température du fluide de refroidissement externe à la fin de la période d'essai avec les pertes totales (θ_a), c'est-à-dire:

$$\Delta\theta_o = \theta_o - \theta_a$$

L'échauffement du liquide moyen ($\Delta\theta_{om}$) doit être déterminé par la différence entre la température du liquide moyen (θ_{om}) calculée selon 7.4.2 et la température du fluide de refroidissement externe (θ_a), c'est-à-dire:

$$\Delta\theta_{om} = \theta_{om} - \theta_a$$

L'échauffement du liquide inférieur ($\Delta\theta_b$) doit être déterminé par la différence entre la température du liquide inférieur (θ_b) défini selon 7.4.2 et la température du fluide de refroidissement externe (θ_a), c'est-à-dire:

$$\Delta\theta_b = \theta_b - \theta_a$$

NOTE Les différentes températures du liquide correspondent aux valeurs moyennes des relevés effectués au cours de la dernière heure avec injection des pertes totales.

7.6 Détermination de la température moyenne des enroulements

La température moyenne des enroulements est déterminée par mesure de la résistance des enroulements.

Dans les transformateurs triphasés, il convient que la mesure inclue de préférence la phase du milieu.

Pour les enroulements couplés en étoile, à faible tension et à courant élevé, il convient que la mesure soit effectuée entre les bornes de ligne afin d'exclure la connexion neutre du circuit d'essai.

Une mesure de référence (R_1, θ_1) des résistances de tous les enroulements est effectuée lorsque le transformateur est à température ambiante, en conditions stabilisées (voir la CEI 60076-1).

Lorsque la résistance (R_2) mesurée après la déconnexion de l'alimentation électrique, est extrapolée au moment de la coupure, la valeur de la température est donnée par les expressions suivantes:

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (235 + \theta_1) - 235 \quad \text{pour le cuivre}$$

$$\theta_2 = \frac{R_2}{R_1} (225 + \theta_1) - 225 \quad \text{pour l'aluminium}$$

où θ_2 est la température moyenne de l'enroulement au moment de la coupure.

Dans la formule, les températures sont exprimées en degrés Celsius.

NOTE Pour les enroulements à faible tension des transformateurs de très grande puissance, il convient de rester vigilant quant à la formation possible d'une force électromotrice de thermocouple entre les contacts métalliques durant la mesure de la résistance après la coupure de l'alimentation.

7.7 Détermination de la résistance de l'enroulement à l'instant de la coupure

La résistance de l'enroulement (R_2) avant la coupure doit être déterminée en suivant les règles ci-dessous.

Immédiatement après la coupure de l'alimentation électrique et le retrait de la connexion de court-circuit, un circuit de mesure en courant continu doit être raccordé aux bornes de chaque enroulement correspondant à la résistance à mesurer.

La résistance de l'enroulement variant en fonction du temps et de son refroidissement, elle doit être mesurée pendant une durée suffisante pour permettre l'extrapolation à l'instant de la coupure.

Étant donné que les enroulements possèdent une constante de temps électrique élevée (L/R), des mesures précises ne sont donc obtenues qu'après un certain laps de temps.

Ce laps de temps peut être réduit en limitant le plus possible la durée entre la coupure de l'alimentation et la commutation sur le circuit de mesure de résistance, et également en réduisant la constante de temps électrique par un choix approprié des paramètres du circuit.

Il convient que les conditions de refroidissement soient les moins perturbées possibles lors des mesures de résistance. En cas d'utilisation de pompes durant l'essai d'échauffement, il convient que celles-ci soient maintenues en service pendant les mesures.

L'Annexe C donne des recommandations sur le détail d'exécution de la mesure.

7.8 Détermination de l'échauffement moyen de l'enroulement à l'instant de la coupure

L'échauffement moyen des enroulements doit être déterminé à l'aide de la valeur de résistance à l'instant de la coupure, qui est déterminée comme indiqué en 7.6.

Les valeurs mesurées des températures moyennes des enroulements doivent être augmentées de la même quantité correspondant à la chute de la température moyenne du liquide, depuis sa valeur stabilisée obtenue selon 7.4.2, jusqu'à celle après 1 h d'injection du courant assigné.

L'échauffement moyen corrigé des enroulements ($\Delta\theta_w$) est donc:

$$\Delta\theta_w = \theta_2 + \Delta\theta_{ofm} - \theta_a$$

où θ_2 est la température moyenne des enroulements au moment de la coupure, θ_a est la température du fluide de refroidissement extérieure à la fin de la période d'essai avec les

pertes totales et $\Delta\theta_{\text{ofm}}$ est la chute de la température du liquide moyen durant l'essai de 1 h au courant assigné.

L'Annexe C donne des recommandations sur le détail d'exécution de la mesure.

NOTE En cas de transformateurs à plus de deux enroulements, les méthodes d'essais doivent faire l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur

7.9 Détermination du gradient entre la température moyenne des enroulements et la température moyenne du liquide

Le gradient entre la température moyenne des enroulements et la température moyenne du liquide (g) doit être déterminé comme étant la différence entre la température moyenne des enroulements sans correction (θ_2) et la température moyenne du liquide θ_{om} à l'instant de la coupure:

$$g = \theta_2 - \theta_{\text{om}}$$

7.10 Détermination de l'échauffement du point chaud des enroulements

7.10.1 Généralités

Pour les transformateurs qui possèdent une puissance assignée supérieure à 20/3 MVA/phase, l'échauffement du point chaud des enroulements doit toujours être déterminé à l'aide d'un calcul sur la base du résultat d'un essai d'échauffement, en appliquant une méthode convenue entre le constructeur et l'acheteur.

En tant qu'essai spécial et après accord entre le constructeur et l'acheteur, l'échauffement du point chaud des enroulements peut être déterminé par une mesure directe.

Pour les transformateurs dont la puissance assignée par phase est inférieure à 20/3 MVA/phase, aucune mesure directe ni aucun calcul n'est nécessaire, car l'échauffement moyen des enroulements est considéré comme suffisant pour satisfaire également à l'exigence d'échauffement du point chaud des enroulements.

En cas d'installations stratégiques ou de conditions d'exploitation spécifiques (par exemple une centrale nucléaire) pour lesquelles des exigences plus strictes doivent être appliquées, l'échauffement du point chaud des enroulements peut être déterminé à l'aide d'un calcul et d'une mesure directe, et les résultats obtenus comparés.

Pour les autotransformateurs, la limite indiquée ci-dessus se rapporte à la puissance assignée et à l'impédance en court-circuit du transformateur à deux enroulements équivalent.

7.10.2 Détermination par calcul

Le constructeur doit soumettre à l'acheteur les résultats d'une étude concernant l'emplacement des points chauds et l'estimation de leur échauffement. Il convient que l'étude repose sur:

- les résultats de l'essai d'échauffement au cours duquel la mesure de la température du point chaud des enroulements n'a pas été effectuée directement;
- la connaissance du flux de fuite afin de déterminer la distribution des pertes supplémentaires;
- la connaissance des modèles de circulation du liquide isolant à l'intérieur des enroulements dans les régions dans lesquelles les pertes supplémentaires sont les plus élevées.

NOTE En principe, l'estimation de l'échauffement du point chaud des enroulements peut être effectuée en commençant par les données de conception, mais il convient de porter l'attention sur les incertitudes impliquées par cette procédure.

Pour les transformateurs de puissance assignée comprise entre 20/3 MVA et 100/3 MVA par phase et d'impédance de court-circuit ne dépassant pas 14 %, des méthodes simplifiées de calcul de l'échauffement du point chaud des enroulements peuvent faire l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur (voir également l'Annexe B).

7.10.3 Mesure directe au cours de l'essai d'échauffement

Plusieurs capteurs thermiques (par exemple des capteurs à fibre optique) doivent être montés à l'intérieur des enroulements aux emplacements supposés des points chauds.

NOTE 1 Généralement, les points chauds sont situés au sommet des enroulements, mais leur localisation précise à l'aide d'une revue de conception est recommandée.

NOTE 2 L'utilisation de capteurs à fibre optique est recommandée. Se reporter à l'Annexe E pour obtenir des exemples de méthodes d'installation.

Lorsque plusieurs capteurs sont utilisés sur le même enroulement, l'indication maximale doit être prise comme la température du point chaud des enroulements.

L'échauffement du point chaud des enroulements ($\Delta\theta_h$) est obtenu à l'aide de:

$$\Delta\theta_h = \theta_h + \Delta\theta_{of} - \theta_a$$

où θ_h est l'indication de température à l'instant de la coupure, $\Delta\theta_{of}$ est la chute de la température du liquide au sommet durant l'essai de 1 h au courant assigné, et θ_a est la température ambiante à la fin de la période d'essai aux des pertes totales.

NOTE 3 Les méthodes indiquées ci-dessus peuvent être appliquées pour la détermination de l'échauffement du point chaud en cas de très faible résistance des enroulements lorsque l'échauffement moyen des enroulements dû à la variation de la résistance est affecté par une grande incertitude (voir 6.2).

7.11 Incertitudes affectant les résultats de l'essai d'échauffement

Les résultats de l'essai d'échauffement sont affectés par des incertitudes liées à la méthode d'essai et à l'instrumentation utilisée. Dans le rapport d'essai, il convient que des estimations soient données quant aux incertitudes qui affectent les échauffements.

NOTE Il convient que les estimations des incertitudes ne soient pas utilisées pour déterminer si les limites prescrites sont respectées ou non, mais uniquement à titre d'information.

Les critères d'ensemble pour l'évaluation des incertitudes sont énumérés dans le Guide CEI 115 et dans la bibliographie. A titre de recommandation, il convient que les incertitudes élargies soient associées à un niveau de confiance de 95 %.[8]¹

7.12 Analyse des gaz dissous dans l'huile

Pour les grands transformateurs de puissance immergés dans l'huile minérale, dans lesquels les effets des flux de fuite supplémentaires sont des facteurs de risque potentiels, une analyse chromatographique des gaz dissous dans l'huile peut permettre la détection d'un éventuel point chaud.

Si cela a fait l'objet d'accord entre le constructeur et l'acheteur, il convient que l'analyse soit effectuée comme un essai spécial avant et après l'essai d'échauffement.

¹ Les chiffres entre crochets se réfèrent à la bibliographie.

Les détails de la méthode d'essai et des critères d'acceptation pour évaluer les résultats de l'analyse des gaz dissous sont donnés dans l'Annexe D.

7.13 Corrections

Si les valeurs spécifiées de puissance ou de courant injecté(e) n'ont pas pu être obtenues durant l'essai d'échauffement, les résultats doivent être corrigés selon les relations suivantes. Elles sont valables dans la plage de $\pm 20 \%$ par rapport à la valeur visée de la puissance et de $\pm 10 \%$ par rapport à la valeur visée du courant.

Par accord, elles peuvent être appliquées à une plage plus large, mais non inférieure à -30% par rapport à la valeur visée de la puissance et -15% par rapport à la valeur visée du courant.

L'échauffement du liquide au-dessus de la température du fluide de refroidissement externe à l'instant de la coupure doit être multiplié par:

$$\left(\frac{\text{Pertes totales}}{\text{Pertes d'essai}} \right)^x$$

L'échauffement moyen des enroulements au-dessus de la température du liquide moyen à l'instant de la coupure doit être multiplié par:

$$\left(\frac{\text{Courant assigné}}{\text{Courant d'essai}} \right)^y$$

L'échauffement du point chaud des enroulements au-dessus de la température du liquide au sommet à l'instant de la coupure doit être multiplié par:

$$\left(\frac{\text{Courant assigné}}{\text{Courant d'essai}} \right)^z$$

Les exposants à appliquer sont indiqués dans le Tableau 3 en fonction du type de transformateur et du système de refroidissement.

Les corrections apportées à l'aide des exposants du tableau sont conservatrices et uniquement destinées à rapporter les échauffements d'un essai effectué dans des conditions conformes aux limites données ci-dessus.

Tableau 3 – Exposants destinés aux corrections des résultats des essais d'échauffement

	Transformateurs de distribution	Transformateurs de taille moyenne et de grande taille			
	ONAN	ONAN	ONAF	OF....	OD....
Exposant x pour le liquide au sommet	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0
Exposant y pour les enroulements moyens	1,6	1,6	1,6	1,6	2,0
Exposant z pour le gradient des enroulements	-	1,6	1,6	1,6	2,0
NOTE Pour les besoins du présent tableau, les transformateurs de distribution sont des transformateurs ayant une puissance assignée inférieure à 2 500 kVA.					

Annexe A (informative)

Détermination de l'échauffement du point chaud des enroulements pour les transformateurs OFAF et OFWF sur la base de la température du liquide en sommet de cuve

L'échauffement du point chaud des enroulements au-dessus de la température de l'air ambiant ou de celle de l'eau de refroidissement est traditionnellement basé sur l'échauffement du liquide au sommet dans la cuve, comme suit:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + Hg$$

où $\Delta\theta_o$ est l'échauffement du liquide au sommet dans la cuve, H est le facteur de point chaud et g est le gradient entre la température moyenne des enroulements et la température moyenne du liquide. D'un point de vue strictement académique, cette procédure est inexacte, car le liquide au sommet à l'intérieur des enroulements offre une base de température plus cohérente que le liquide mélangé dans la cuve. Dans les transformateurs refroidis ON, cette inexactitude est considérée comme marginale, étant donné que le débit volumique en régime permanent du liquide dans les enroulements est en principe égal au débit dans les radiateurs. En général, cela vaut également pour un transformateur réellement en OD dans lequel seule une fuite modérée, ou un écoulement maîtrisé, passe des réfrigérants au volume libre de la cuve. Les conditions sont cependant différentes dans les transformateurs en régime non dirigé OF, dans lesquels un débit mineur de liquide chaud provenant des enroulements se mélange par turbulence avec le flux principal de liquide de refroidissement qui circule dans la boucle « enroulements extérieurs – réfrigérants – enroulements extérieurs ».

La question est désormais la suivante: « La température de ce liquide mélangé au sommet dans la cuve peut-elle être utilisée pour déterminer la température du point chaud des enroulements à partir des données des essais thermiques ou cette détermination doit-elle reposer sur le liquide chaud éjecté du sommet des enroulements ? »

Une réponse à la question ci-dessus est basée sur les résultats obtenus sur certains transformateurs OFAF, dans lesquels les températures des points chauds des enroulements ont été mesurées directement par des capteurs à fibre optique. Les transformateurs sélectionnés représentent différentes tailles et différents modes de circulation de l'huile (axial et zigzag) dans les enroulements. Les résultats obtenus sur certains transformateurs spécifiques sont indiqués dans le Tableau A.1.

L'échauffement mesuré pour le point chaud des enroulements a été obtenu comme étant la valeur maximale donnée par 8 capteurs à fibre optique par enroulement.

Des tentatives ont été faites pour mesurer la température de l'huile dans les canaux de quelques appareils sélectionnés. Ce genre de mesure est apparu à la fois peu pratique et difficile, puisque la température de l'huile des canaux présente un large éventail de variations locales.

Conclusion

Sur la base de la similitude entre les valeurs calculées et mesurées de l'échauffement du point chaud des enroulements présentées dans le Tableau A.1, il est recommandé que la température du liquide au sommet de la cuve soit utilisée pour le calcul de l'échauffement du point chaud.

Tableau A.1 – Echauffement des points chauds des enroulements de certains transformateurs déterminés à partir d'essais thermiques conventionnels présentés avec les valeurs calculées d'échauffement de point chaud des enroulements, et mesurées directement par fibre optique

Puissance assignée en MVA	Mode de refroidissement/Circulation de l'huile dans les enroulements	Valeurs mesurées durant un essai thermique		Echauffement du point chaud de l'enroulement en K	
		$\Delta\theta_o$ en K	g en K	Calculé	Mesuré
230 triphasé	OFAF/Zigzag	40,6	14,5 (BT) ^a 15,0 (HT)	59,3 63,6	57,1 60,9
605 triphasé	OFAF/Zigzag	35,2	11,7 (BT) 23,0 (HT)	58,7 67,9	56,5 65,3
1 000 triphasé	OFAF/Axial	36,1	21,9 (HT)	71,4	68,9
133 monophasé	OFAF/Axial	37,3	21,1 (BT)	69,4	70,1
^a (BT) désigne un enroulement à basse tension et (HT) désigne un enroulement à haute tension.					

Annexe B (informative)

Méthodes d'estimation des échauffements des points chauds des enroulements

B.1 Généralités

Le point chaud est la température maximale apparaissant en n'importe quel point d'un système d'isolation d'enroulements, il est supposé représenter la limitation thermique des transformateurs.

Si l'échauffement du point chaud des enroulements n'est pas mesuré directement, son estimation peut être effectuée en commençant par les résultats de l'essai d'échauffement ou en utilisant les données de conception ou les résultats d'essais effectués sur des transformateurs similaires.

Une distinction est faite entre les systèmes de refroidissement à circulation de liquide naturelle (codes ON...) et les systèmes de refroidissement à circulation de liquide forcée (code OF... ou OD ...).

Dans la présente annexe, les règles données concernent les transformateurs en colonne et les transformateurs cuirassés.

B.2 Liste des symboles utilisés

Pour les symboles utilisés, voir l'Article 3.

B.3 Modèles mathématiques pour les systèmes de refroidissement à circulation de liquide naturelle (OF) et dirigée (OD)

B.3.1 Transformateurs de type colonne

Pour les transformateurs qui possèdent des enroulements concentriques répartis de façon régulière le long des colonnes du noyau, l'échauffement du point chaud des enroulements peut être calculé à partir des résultats de l'essai d'échauffement, en supposant que la température du liquide à la sortie de l'enroulement est la température du liquide au sommet (voir 7.4.1) et que la température du liquide moyen est la moyenne entre la température du liquide au sommet et la température du liquide inférieur.

L'échauffement du liquide à l'intérieur des enroulements du transformateur est supposé augmenter de façon linéaire avec la hauteur des enroulements.

La chaleur transférée des enroulements vers le liquide tout au long de ceux-ci, nécessite un gradient de température entre les enroulements et le liquide environnant qui est supposé être le même tout au long de l'enroulement, à l'exclusion des extrémités de l'enroulement.

Sur le graphique de la Figure B.1, l'échauffement des enroulements et l'échauffement du liquide apparaîtront donc comme deux lignes parallèles.

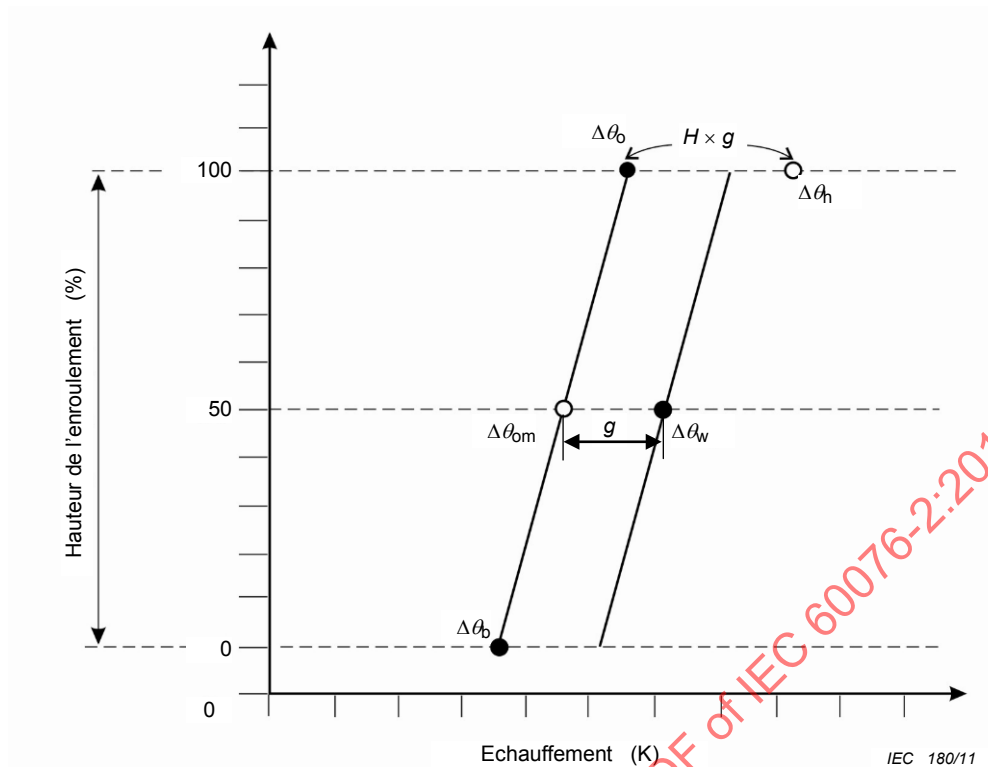


Figure B.1 – Modèle de distribution d'échauffement pour les méthodes de refroidissement ON

L'échauffement du point chaud des enroulements peut être déterminé à l'aide de la relation suivante:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_o + Hg$$

Le gradient thermique moyen entre chaque enroulement et le liquide le long de la colonne (g) est donné comme étant la différence entre l'échauffement moyen des enroulements ($\Delta\theta_w$) et l'échauffement moyen du liquide ($\Delta\theta_{om}$).

Le point chaud est supposé être situé à l'extrémité supérieure des enroulements, en raison:

- de la concentration des pertes supplémentaires dues à l'épanouissement du flux de fuite;
- des variations dans les canaux de refroidissement au sommet des enroulements.

Par conséquent, pour chaque enroulement, le facteur de point chaud correspondant ($H = QS$) dépend des facteurs:

- le facteur Q est lié aux pertes supplémentaires et dépend du rapport entre les pertes spécifiques dans la région de concentration du flux de fuite (partie supérieure de l'enroulement) et les pertes spécifiques moyennes de l'enroulement;
- le facteur S est lié à l'efficacité des circuits du liquide de refroidissement à l'intérieur de l'enroulement.

Le facteur Q est un facteur individuel pour chaque enroulement du transformateur qui dépend des caractéristiques de l'enroulement, et son estimation peut être obtenue en connaissant le flux de fuite (c'est-à-dire à l'aide d'une méthode à éléments finis).

Pour les enroulements en galettes ou en couches des transformateurs triphasés en colonne ne dépassant pas 150 MVA (50 MVA pour les unités monophasées), 50 Hz et une impédance de court-circuit de 10 % à 14 %, les courbes de la Figure B.2 peuvent être utilisées comme référence. Les courbes, qui donnent le facteur Q en fonction de la puissance assignée et de la hauteur des brins du conducteur, ont été obtenues comme la moyenne de cas pour lesquels les calculs ont été effectués à l'aide de programmes informatiques et confirmés par des résultats expérimentaux.

NOTE 1 Pour les conducteurs de câbles en époxy, la hauteur se rapporte au brin élémentaire.

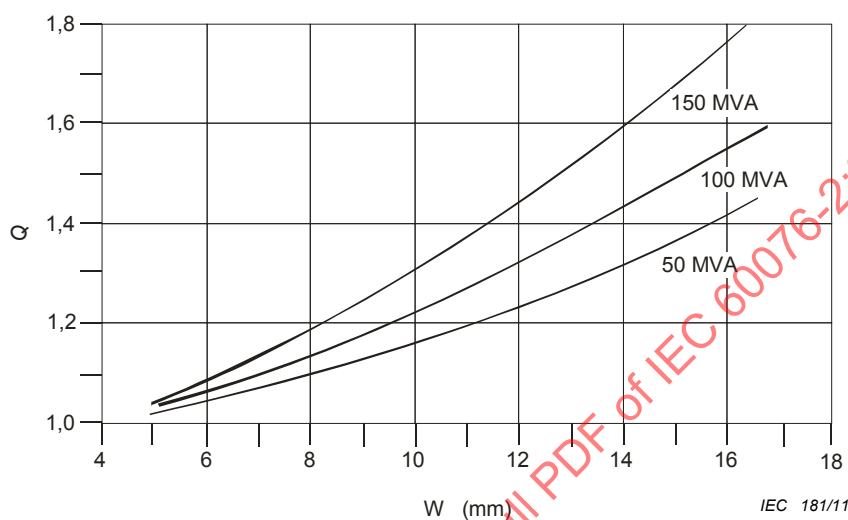


Figure B.2 – Valeur du facteur Q en fonction de la puissance assignée et de la hauteur des brins (W)

En principe, il convient que l'évaluation du facteur S , qui est lié aux effets du circuit du liquide de refroidissement, soit effectuée en calculant le circuit hydraulique au sommet de chaque enroulement.

Pour les enroulements en galettes et en couches dépourvus de chicanes et munis de canaux verticaux uniquement, le facteur S peut être supposé comme étant égal à 1.

Le problème est important pour les enroulements munis de chicanes, car le facteur varie en fonction de la configuration des canaux de liquide.

Le facteur S est généralement supérieur à 1 quand la distribution du liquide circulant à l'intérieur de l'enroulement n'est pas homogène le long de l'enroulement. Ce qui peut se produire en raison des choix de conception diélectrique.

La Figure B.3 illustre quelques exemples classiques de circuits de liquide destinés à des enroulements munis de chicanes uniformément réparties, sans canal axial supplémentaire à l'intérieur des enroulements, pour lesquels il convient de retenir des valeurs différentes du facteur S .

L'exemple a) représente le circuit pour lequel le facteur S peut être supposé comme étant égal à 1.

L'exemple b) illustre un agencement dans lequel l'absence de la dernière chicane interne facilite l'évacuation du liquide par le canal radial supérieur (valeur indicative $S = 1,1$).

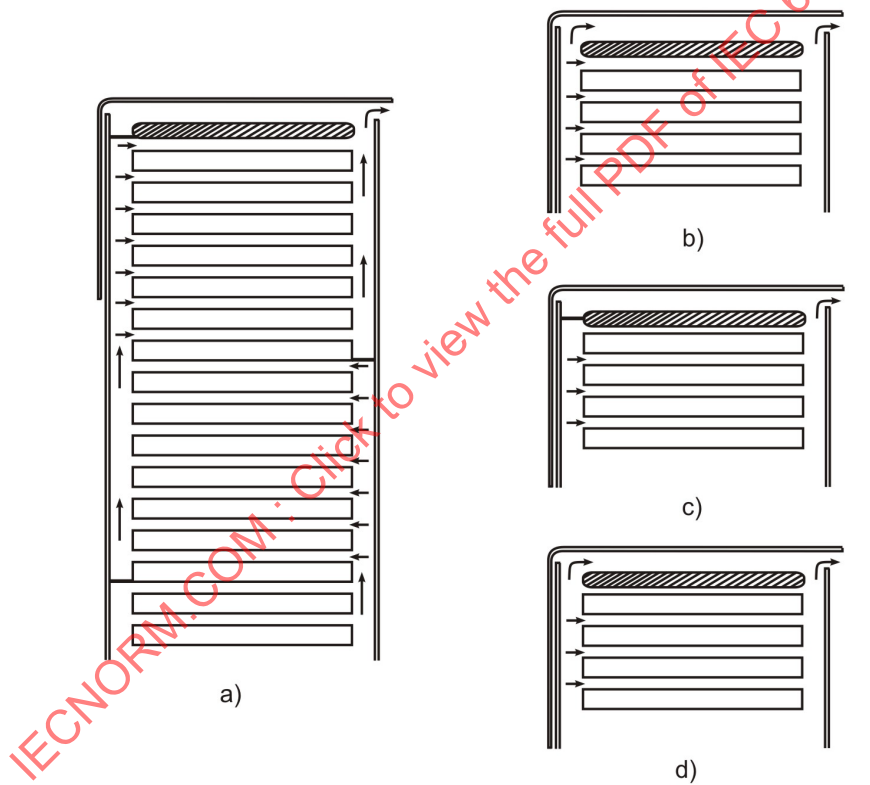
Dans l'exemple c), le canal situé entre le premier disque et l'anneau d'armature électrostatique est trop étroit pour que le liquide puisse circuler correctement (valeur indicative $S = 1,1$).

Dans l'exemple d), l'agencement ne comprend pas de chicane et le canal est réduit entre le premier disque et l'anneau d'armature électrostatique (valeur indicative $S = 1,2$).

Dans les cas étudiés et dans d'autres cas similaires, la conséquence est un point chaud localisé des conducteurs et de l'isolation des spires.

Il convient de faire attention à la position relative des deux dernières chicanes, qui peuvent affecter l'écoulement correct du liquide dans les derniers canaux radiaux.

NOTE 2 Une meilleure estimation/précision du facteur S représentant les dispositions spécifiques des enroulements peut être donnée par le constructeur.



IEC 182/11

Figure B.3 – Circulation typique du liquide dans un enroulement en galettes muni de chicanes

On peut également noter que les régions de l'enroulement dans lesquelles les facteurs Q et S sont simultanément maximums n'existe que lorsque le facteur Q est maximal au sommet de l'enroulement.

NOTE 3 Un câble transposé en continu peut être utilisé au sommet et en bas des enroulements en galettes afin de réduire les pertes locales dues aux courants de Foucault.

B.3.2 Transformateurs cuirassés

Bien que l'agencement des enroulements et la configuration des transformateurs cuirassés soient différents des transformateurs en colonne, le modèle thermique indiqué sur la Figure B.1 peut toujours être accepté en tant que concept en prenant en compte les éléments suivants.

Dans les transformateurs cuirassés, des câbles multibrins sont généralement utilisés, car la dimension des conducteurs peut être ajustée d'une galete à l'autre en fonction de la distribution du flux de fuite, de sorte que les pertes dues aux courants de Foucault peuvent être minimisées pour chaque galete.

Étant donné que le facteur H est fortement influencé par le conducteur, il convient que la valeur à utiliser pour le calcul du point chaud fasse l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur dès la conception.

B.4 Modèles mathématiques pour les méthodes de refroidissement à circulation de liquide forcée

Pour les transformateurs à circulation de liquide forcée (code OF...), les concepts de température du liquide au sommet et de température moyenne du liquide sont ambigus et ne peuvent pas être déterminés par des mesures effectuées depuis l'extérieur de la cuve (voir également l'Annexe A).

En principe, il serait correct de considérer, pour le liquide au sommet, la température mesurée directement à la sortie des canaux de refroidissement interne de chaque enroulement, car le comportement thermique dépend de la répartition des débits de liquide dans les différents canaux axiaux.

Dans le seul but d'estimer l'échauffement du point chaud des enroulements à l'aide de calculs, en partant des résultats d'un essai d'échauffement, le même modèle que celui indiqué pour la circulation naturelle de liquide peut être utilisé.

L'échauffement du liquide à l'entrée des enroulements (température du liquide inférieur) peut être déterminé comme cela est indiqué pour les méthodes de refroidissement à circulation naturelle de liquide.

Annexe C (informative)

Techniques utilisées dans l'essai d'échauffement des transformateurs immergés dans du liquide

C.1 Mesure de la résistance des enroulements après la coupure

C.1.1 Réglage de l'équipement de refroidissement durant la mesure de la résistance des enroulements

Il convient que le dispositif de refroidissement soit de préférence maintenu dans le même état que durant l'injection du courant dans l'enroulement avant la coupure. Grâce à cette disposition, il est possible d'obtenir des informations sur le comportement thermique transitoire de l'enroulement et du liquide à partir de la courbe de refroidissement.

NOTE 1 En général, l'état du dispositif de refroidissement durant la mesure de la courbe de refroidissement n'affecte que légèrement la valeur extrapolée de la résistance à chaud à l'instant de la coupure. Seule la dernière partie de la courbe de refroidissement peut être affectée par le réglage du dispositif de refroidissement.

NOTE 2 Dans le cas des transformateurs à refroidissement OD, il convient que le refroidissement ne soit pas modifié après la coupure.

C.1.2 Procédure de mesure de la résistance de l'enroulement

La température de l'enroulement à la fin de l'essai d'échauffement est normalement déterminée par la mesure de la résistance de l'enroulement, conformément à 7.7.

La mesure de la résistance de l'enroulement débute après la coupure de la puissance d'essai et la connexion des enroulements aux sources de mesure en courant continu.

Étant donné que la température et la résistance des enroulements varient avec le temps, le problème est d'extrapoler en remontant jusqu'à l'instant de la coupure. Cette procédure d'extrapolation est décrite en C.2.

Il convient que la mesure de la résistance débute le plus tôt possible après le raccordement des enroulements à l'équipement de mesure. Au début, avant que le courant continu de mesure soit stabilisé, les relevés sont erronés à cause de la chute de tension inductive dans l'enroulement. Le temps nécessaire pour obtenir la stabilisation peut être réduit par les moyens suivants:

- en saturant le circuit magnétique de façon à ce que l'inductance effective soit réduite à une valeur du même ordre de grandeur que l'inductance de court-circuit;
- en utilisant une alimentation à courant constant, une source d'alimentation stabilisée électroniquement, ou une batterie puissante avec une résistance additionnelle en série élevée.

Saturer le circuit magnétique implique d'établir un certain niveau de flux qui réduit le délai en pratique à une valeur de l'ordre de quelques secondes.

Les deux enroulements de la paire soumise aux essais peuvent être soit raccordés à deux circuits en courant continu distincts, soit raccordés en série à un circuit commun. Dans les deux cas, il convient que les sens du courant contribuent à la saturation du noyau.

La constante de temps électrique du circuit à courant continu, après avoir atteint la saturation, peut également être ramenée à un ordre de grandeur de quelques secondes, même dans les cas difficiles. Une différence de température de 1 K correspond à une différence relative de résistance de l'ordre de 1/300, qui, pour une décroissance exponentielle de l'erreur,