

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Power transformers –

Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials

Transformateurs de puissance –

Partie 14: Transformateurs de puissance immergés dans du liquide utilisant des matériaux isolants haute température



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2013 IEC, Geneva, Switzerland

All rights reserved. Unless otherwise specified, no part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either IEC or IEC's member National Committee in the country of the requester.

If you have any questions about IEC copyright or have an enquiry about obtaining additional rights to this publication, please contact the address below or your local IEC member National Committee for further information.

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de la CEI ou du Comité national de la CEI du pays du demandeur.

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

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

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

About the IEC

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

About IEC publications

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

Useful links:

IEC publications search - www.iec.ch/searchpub

The advanced search enables you to find IEC publications by a variety of criteria (reference number, text, technical committee,...).

It also gives information on projects, replaced and withdrawn publications.

IEC Just Published - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

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

Customer Service Centre - webstore.iec.ch/csc

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

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

Liens utiles:

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

La recherche avancée vous permet de trouver des publications CEI en utilisant différents critères (numéro de référence, texte, comité d'études,...).

Elle donne aussi des informations sur les projets et les publications remplacées ou retirées.

Just Published CEI - webstore.iec.ch/justpublished

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

Electropedia - www.electropedia.org

Le premier dictionnaire en ligne au monde de termes électroniques et électriques. Il contient plus de 30 000 termes et définitions en anglais et en français, ainsi que les termes équivalents dans les langues additionnelles. Egalement appelé Vocabulaire Electrotechnique International (VEI) en ligne.

Service Clients - webstore.iec.ch/csc

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

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

Power transformers –

Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials

Transformateurs de puissance –

Partie 14: Transformateurs de puissance immergés dans du liquide utilisant des matériaux isolants haute température

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

XA

ICS 29.180

ISBN 978-2-8322-1096-3

Warning! Make sure that you obtained this publication from an authorized distributor.

Attention! Veuillez vous assurer que vous avez obtenu cette publication via un distributeur agréé.

CONTENTS

FOREWORD.....	5
INTRODUCTION.....	7
1 Scope.....	8
2 Normative references	8
3 Terms and definitions	9
4 Insulation systems.....	11
4.1 General.....	11
4.2 Winding insulation types	12
4.2.1 General	12
4.2.2 Summary of winding/system insulation types	13
4.2.3 Hybrid winding types	13
4.2.4 High-temperature insulation winding	16
5 Temperature rise limits	17
5.1 General.....	17
5.2 Thermally upgraded paper (TUP)	19
5.3 Cellulose used in ester liquid	19
6 Components and materials	19
6.1 General.....	19
6.2 Leads and cables.....	19
7 Special design considerations	20
7.1 Short-circuit considerations.....	20
7.2 Dielectric requirements	20
7.3 Temperature requirements.....	20
7.4 Overload.....	22
8 Required information	23
8.1 Information to be provided by the purchaser	23
8.1.1 Ambient temperatures and loading cycle.....	23
8.1.2 Other unusual service conditions	23
8.2 Information to be provided by the manufacturer	23
8.2.1 Thermal characteristics.....	23
8.2.2 Guarantees.....	23
9 Rating plate and additional information.....	23
9.1 Rating plate	23
9.2 Transformer manual.....	24
10 Test requirements.....	24
10.1 Routine, type and special tests	24
10.2 Dissolved gas analysis.....	24
10.3 OD cooled compact transformers	24
10.4 Evaluation of temperature-rise tests for windings with multiple hot-spots	24
10.5 Dielectric type tests	26
11 Supervision, diagnostics, and maintenance	27
11.1 General.....	27
11.2 Transformers filled with mineral insulating oil.....	27
11.3 Transformers filled with high-temperature insulating liquids	27
Annex A (informative) Insulation materials	28

Annex B (informative) Rapid temperature increase and bubble generation	35
Annex C (informative) Ester liquid and cellulose	38
Annex D (normative) Insulation system coding	52
Bibliography	55
Figure 1 – Example of semi-hybrid insulation windings	14
Figure 2 – Example of a mixed hybrid insulation winding	15
Figure 3 – Example of full hybrid insulation windings	16
Figure 4 – Example of high-temperature insulation system	17
Figure 5 – Temperature gradient conductor to liquid	21
Figure 6 – Modified temperature diagram for windings with mixed hybrid insulation system	26
Figure A.1 – Example of a thermal endurance graph	29
Figure B.1 – Bubble evolution temperature chart	36
Figure C.1 – Tensile strength ageing results of TUP in mineral oil and natural ester liquid	39
Figure C.2 – Composite tensile strength ageing results of TUP in mineral oil and natural ester liquid	40
Figure C.3 – DP ageing results of TUP in mineral oil and natural ester liquid	41
Figure C.4 – Composite DP ageing results of TUP in mineral oil and natural ester liquid	42
Figure C.5 – Tensile strength ageing results of kraft paper in mineral oil and natural ester liquid	42
Figure C.6 – Composite tensile strength ageing results of kraft paper in mineral oil and natural ester liquid	43
Figure C.7 – DP ageing results of kraft paper in mineral oil and natural ester liquid	43
Figure C.8 – Composite DP ageing results of kraft paper in mineral oil and natural ester liquid	44
Figure C.9 – Infrared spectra of kraft paper aged in liquid at 110 °C for 175 days	46
Figure C.10 – Unit life versus temperature of TUP ageing data (least squares fit)	48
Figure C.11 – Unit life versus temperature of kraft paper ageing data (least squares fit)	48
Table 1 – Preferred insulation system thermal classes	12
Table 2 – Winding/system insulation comparison	13
Table 3 – Maximum continuous temperature rise limits for transformers with hybrid insulation systems	18
Table 4 – Maximum continuous temperature rise limits for transformers with high-temperature insulation systems	19
Table 5 – Suggested maximum overload temperature limits for transformers with hybrid insulation systems	22
Table 6 – Suggested maximum overload temperature limits for transformers with high-temperature insulation systems	22
Table A.1 – Typical properties of solid insulation materials	32
Table A.2 – Typical enamels for wire insulation	33
Table A.3 – Typical performance characteristics of unused insulating liquids	34
Table C.1 – Effect of moisture solubility limits on cellulose moisture reduction	46
Table C.2 – Comparison of ageing results	47

Table C.3 – Maximum temperature rise for ester liquid/cellulose insulation systems	49
Table C.4 – Suggested maximum overload temperature limits for ester liquid/cellulose insulation systems	49

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS –**Part 14: Liquid-immersed power transformers
using high-temperature insulation materials**

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

This first edition of IEC 60076-14 is an International Standard which cancels and replaces the second edition of the Technical Specification IEC/TS 60076-14 published in 2009. It constitutes a technical revision.

This International Standard includes the following significant technical changes with respect to the Technical Specification:

- a) the hot-spot relationship to thermal class is now defined;
- b) a new 140 thermal class is defined;
- c) the number of insulation systems is reduced to only three: conventional, hybrid and high-temperature;

- d) homogeneous high-temperature insulation system has been changed to just high-temperature insulation system;
- e) winding definitions were introduced to define variations in the hybrid insulation system;
- f) the system example drawings have been revised for clarity;
- g) all suggested limits corresponding to Part 7 loading guide have been defined in a similar format;
- h) moisture equilibrium curves for high-temperature materials have been added to the moisture and bubble generation annex;
- i) an annex has been added to introduce the concept of thermal enhancement of cellulose by ester;
- j) some guide information, such as overload temperature limit suggestions was retained, but most of the other informative text was moved into informative annexes.

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

FDIS	Report on voting
14/755/FDIS	14/759/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.

INTRODUCTION

This part of IEC 60076 standardizes liquid-immersed transformers that use high-temperature insulation. As a system, the solid insulation may encompass a broad range of materials with varying degrees of thermal capability. The insulating and cooling liquids also vary substantially, ranging from mineral oil to a number of liquids that also have a range of thermal capability.

This international standard is not intended to stand alone, but rather builds on the information and guidelines documented in other parts of the IEC 60076 series. Accordingly, this document follows two guiding principles. The first principle is that liquid-immersed transformers are well known and are well defined in other parts of this series and therefore, the details of these transformers are not repeated in this international standard, except where reference has value, or where repetition is considered appropriate for purposes of emphasis or comparison.

The second principle is that the materials used in normal liquid-immersed transformers, typically kraft paper, pressboard, wood, mineral oil, paint and varnish, which operate within temperature limits given in IEC 60076-2, are well known and are considered normal or conventional. All other insulation materials, either solid or liquid that have a thermal capability higher than the materials used in this well-known system of insulation materials are considered high-temperature. Consequently, this standard or normal insulation system is defined as the “conventional” insulation system for comparison purposes and these normal thermal limits are presented for reference to illustrate the differences between other higher-temperature systems.

This international standard addresses loading, overloading, testing and accessories in the same manner. Only selected information for the “conventional” transformers is included for comparison purposes or for emphasis. All other references are directed to the appropriate IEC document.

POWER TRANSFORMERS –

Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials

1 Scope

This part of IEC 60076 applies to liquid-immersed power transformers employing either high-temperature insulation or combinations of high-temperature and conventional insulation, operating at temperatures above conventional limits.

It is applicable to:

- power transformers in accordance with IEC 60076-1;
- convertor transformers according to IEC 61378 series;
- transformers for wind turbine applications in accordance with IEC 60076-16;
- arc furnace transformers;
- reactors in accordance with IEC 60076-6.

This part of IEC 60076 may be applicable as a reference for the use of high-temperature insulation materials in other types of transformers and reactors.

2 Normative references

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

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

IEC 60076-2, *Power transformers – Part 2: Temperature rise*

IEC 60076-5, *Power transformers – Part 5: Ability to withstand short-circuit*

IEC 60076-7, *Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers*

IEC 60076-16, *Power transformers – Part 16: Transformers for wind turbine applications*

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

IEC 60137, *Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V*

IEC 60214-1, *Tap-changers – Part 1: Performance requirements and test methods*

IEC 60296, *Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear*

IEC 60836, *Specifications for unused silicone insulating liquids for electrotechnical purposes*

IEC 61099, *Specifications for unused synthetic organic esters for electrical purposes*

IEC 61378-1, *Convertor transformers – Part 1: Transformers for industrial applications*

IEC 61378-2, *Convertor transformers – Part 2: Transformers for HVDC applications*

3 Terms and definitions

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

3.1

insulation system

system composed of solid insulating materials and an insulating liquid

3.2

temperature index

TI

numerical value of the temperature in degrees Celsius derived from the thermal endurance relationship at a time of 20 000 h (or other specified time)

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-12-11, modified – Notes 1 and 2 have been deleted]

3.3

thermal class

designation of Electrical Insulation Materials (EIM) or Electrical Insulation Systems (EIS) equal to the numerical value of the maximum used temperature in degrees Celsius for which the EIM/EIS is appropriate

Note 1 to entry: See IEC 60085.

3.4

conventional

modifier applied to temperature-rise limits, insulation materials or insulation systems operating at temperature limits defined by IEC 60076-2

3.5

kraft paper

paper made almost entirely from pulp of high mechanical strength, manufactured from soft-wood by the sulphate process

[SOURCE: IEC 60050-212:2010, 212-16-03]

3.6

thermally upgraded paper

TUP

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

Note 1 to entry: See IEC 60076-2 for the complete definition.

Note 2 to entry: This note applies to the French language only.

3.7

high-temperature

temperature rise limits and/or insulation materials applied in systems consisting of solid materials and/or liquid, capable of operating at higher temperatures than conventional

3.8

conventional insulation system

insulation system consisting of solid insulation materials used throughout the transformer and insulating liquid operating at temperatures within the normal thermal limits specified in IEC 60076-2

3.9

high-temperature insulation system

insulation system consisting of high-temperature insulation used throughout the transformer, except for some insulation components in lower temperature areas, together with high-temperature insulating liquid, capable of operating at higher than conventional top liquid, average winding and hot-spot temperature rises

3.10

high-temperature insulation winding

winding with high-temperature insulation used throughout, to allow higher than conventional average winding and hot-spot temperature rises

3.11

hybrid insulation system

insulation system consisting of high-temperature solid insulation capable of operating above conventional temperatures, combined with conventional solid insulation and an insulating liquid, operating at conventional temperatures

3.12

full hybrid insulation winding

winding with high-temperature solid insulation used for all parts in thermal contact with the conductor, combined with conventional solid insulation to allow higher than conventional average winding and hot-spot temperature rises

3.13

semi-hybrid insulation winding

winding with high-temperature solid insulation used only for the conductor insulation to allow higher than conventional average winding and hot-spot temperature rises

3.14

mixed hybrid insulation winding

winding with high-temperature solid insulation used only selectively, combined with conventional solid insulation to allow higher than conventional hot-spot temperature rises, while operating at conventional average winding temperature rises

3.15

normal cyclic loading

loading and ambient temperature cycle which, from the point of view of relative thermal ageing rate (according to the mathematical model), is equivalent to the rated load at yearly average ambient temperature.

Note 1 to entry: Higher ambient temperature or a higher-than-rated load current may be applied during part of the cycle. This is achieved by taking advantage of low ambient temperatures or low load currents during the rest of the load cycle.

Note 2 to entry: For planning purposes, this principle can be extended to provide for long periods of time whereby cycles with relative thermal ageing rates greater than unity are compensated for by cycles with thermal ageing rates less than unity.

[SOURCE: IEC 60076-7:2005, 3.5]

3.16**long-time emergency loading**

loading resulting from the prolonged outage of some system elements that will not be reconnected before the transformer reaches a new and higher steady-state temperature

[SOURCE: IEC 60076-7:2005, 3.6]

3.17**short-time emergency loading**

unusually heavy loading of a transient nature (less than 30 min) due to the occurrence of one or more unlikely events which seriously disturb normal system loading

[SOURCE: IEC 60076-7:2005, 3.7]

3.18**rated average winding temperature rise**

contractually agreed upon average winding temperature rise as defined on the nameplate in contrast to calculated or actual tested value

3.19**reference temperature**

rated average winding temperature rise +20 °C, or rated average winding temperature rise + yearly external cooling medium average temperature, whichever is higher

Note 1 to entry: When there is more than one power rating specified, the highest rating shall be used to determine the reference temperature.

Note 2 to entry: For transformers that have more than one rated average winding temperature rise, assigned for different windings at the same power rating, the highest average winding rise shall be used to determine the reference temperature for this power rating. In this case the losses in service will be lower than calculated.

Note 3 to entry: See IEC 60076-1 for complete details on reference temperature.

Note 4 to entry: The term “rated average temperature rise” is meant to be the same as guaranteed temperature rise.

4 Insulation systems

4.1 General

An insulation system used in liquid-immersed transformers contains one or more solid materials for insulating the conductive parts and a liquid, for insulation and heat transfer. This insulation shall withstand the electrical, mechanical, and thermal stresses for the expected life of the device. The thermal class ratings for solid insulation and wire enamels determined by test procedures performed in air are not acceptable for use in transformers conforming to this standard.

The solid insulation used in transformers covered by this standard shall have thermal performance and temperature ratings evaluated in combination with the intended liquid. The procedure for evaluating a combined solid and liquid insulation is described in IEC/TS 62332-1, which results in a thermal index, from which the thermal class is determined. By agreement between manufacturer and purchaser, service experience or other suitable test procedures are acceptable to verify thermal class. See Table 1 for a list of preferred insulation system thermal classes and the associated hot-spot temperature. Refer to IEC 60085 for more information on thermal evaluation procedures.

Table 1 – Preferred insulation system thermal classes

Thermal class	Hot-spot temperature °C
105	98
120	110
130	120
140	130
155	145
180	170
200	190
220	210

Since ageing and lifetime of the insulation system so strongly depend on the temperature, combinations of insulating materials with different thermal capabilities are used within a unit in order to optimise the thermal and economical design of the transformer. In order to simplify and standardize, three distinct insulation systems are defined, based on the degree of high-temperature insulation content. The conventional insulation system is the basis for reference and contains no high-temperature insulation. This system is used as a reference only in this document.

Although a winding with radial spacers, typical for a core-type power transformer is used to illustrate the various insulation systems, the application is not limited to this type of transformer. Each of the insulation systems described is an illustration of the definition and the description is applicable to any other type of transformer with different types of windings, such as layer-type and shell-type pancake windings.

4.2 Winding insulation types

4.2.1 General

The transformer winding insulation is a component of the insulation system. Subclauses 4.2.3 to 4.2.4 illustrate different low voltage (LV) and high voltage (HV) winding types with examples based on power transformers, which have a high degree of winding separation. Table 2 summarizes and compares the different variations.

The barrier insulation between the individual windings shall be treated as a separate entity when properly designed cooling channels separate the material from the winding itself. In this case, the liquid circulation provides sufficient cooling to avoid exceeding the thermal capability of the barrier insulation. If the barrier insulation touches the winding then it shall be considered part of that winding. This is especially important for layer type windings when the layer insulation touches the winding conductor. In this application, the layer insulation shall be treated in the same manner as the winding conductor insulation.

Sufficient testing shall be performed to verify the thermal profile. This shall be accomplished by actual thermal measurement of critical locations taken during prototype and unit testing. Once thermally mapped, materials shall be selected appropriate to the temperature requirements of the specific location. Supporting test data sufficient to validate the manufacturer's thermal model shall be available upon request as part of the type testing.

NOTE The different insulation systems can be explained by considering the transformer as an assembly of individual isolated windings, separated by insulation barriers and cooling channels. A series of winding types could then be used to illustrate how parts of different insulation systems can be combined in a single transformer. In some cases it might not be necessary to use high-temperature insulation in the same way for all windings.

4.2.2 Summary of winding/system insulation types

Table 2 summarizes the key attributes that identify the different winding types. These same attributes also define the corresponding insulation systems.

Table 2 – Winding/system insulation comparison

		Conventional insulation system	Hybrid insulation systems			High-temperature insulation system ^b
			Semi-hybrid winding	Mixed hybrid winding	Full hybrid winding	
Type of insulating component ^a Conventional (C) or high-temperature (H)	Liquid	C or H	C or H	C or H	C or H	H
	Conductor insulation	C	H	C and H combination	H	H
	Spacers/strips	C	C	C and H combination	H	H
	Barrier solid	C	C	C	C	H
Insulating component application temperature Conventional (C) or high-temperature (H)	Top liquid rise	C	C	C	C	H
	Average winding rise	C	H	C	H	H
	Hot-spot winding rise	C	H	H	H	H
a Only basic transformer parts are shown and the temperature of other parts will depend on the results of the thermal mapping. b Since thermal gradients exist in all transformers, some conventional insulation is acceptable in locations where conventional temperatures are maintained.						

4.2.3 Hybrid winding types

4.2.3.1 General

Three hybrid winding types share the use of conventional barrier insulation and the use of high-temperature insulation on the windings.

4.2.3.2 Semi-hybrid insulation winding

The semi-hybrid insulation winding shall use high-temperature insulation only on the winding conductor. For layer windings, the layer insulation shall also be high-temperature. Conventional cellulose-based insulation may be used in all other areas. See Figure 1 for an illustration of this winding style.

Type of material in winding

High-temperature for conductor insulation only

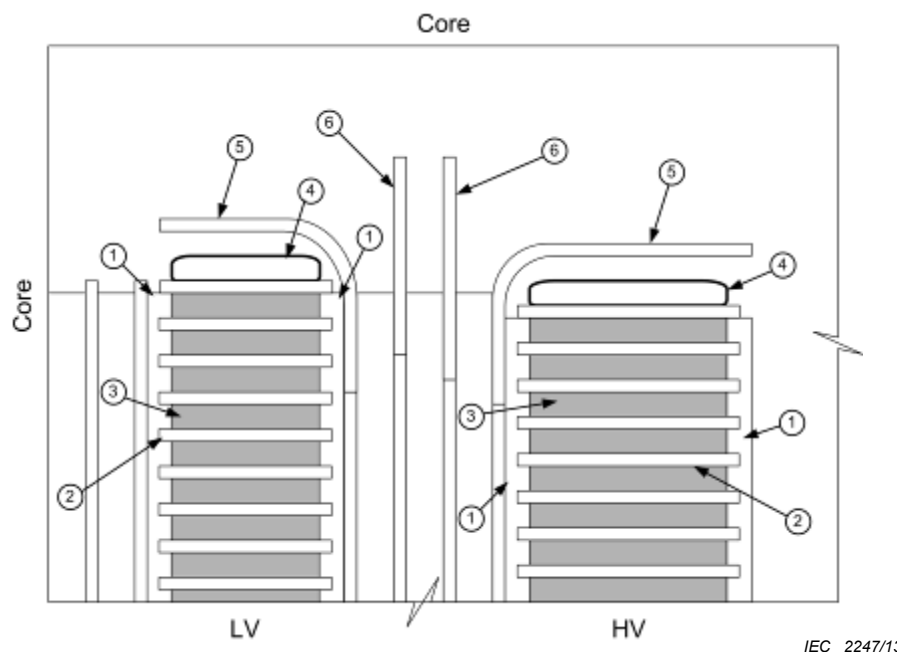
Type of material in barriers

Conventional

Winding temperature rise limits

Average winding: Higher than conventional

Winding hot-spot: Higher than conventional



Key

LV low voltage
HV high voltage

- | | |
|--|-----------------------------|
| 1 conventional axial spacers against the winding | 4 conventional static rings |
| 2 conventional radial spacers | 5 conventional angle rings |
| 3 high-temperature conductor insulation | 6 conventional barriers |

Figure 1 – Example of semi-hybrid insulation windings

4.2.3.3 Mixed hybrid insulation winding

The mixed hybrid winding shall use high-temperature insulation for certain components or parts of windings, such as the conductors in regions operating at hot-spot temperatures above conventional limits. However, the majority of the solid insulation may be conventional. The average winding temperature is conventional while a portion of the winding exceeds conventional hot-spot temperatures. See Figure 2 for an illustration of this type of winding.

NOTE This winding type uses high-temperature insulation only for the purpose of protecting a portion of the winding from temperatures that exceed the conventional hot-spot temperature limit. The key to this winding type is that the average winding temperature remains equal to or below conventional limits and only a portion of the winding exceeds the conventional hot-spot temperature limit. Examples of winding zones with extra losses and higher heat development that could benefit from high-temperature insulation are winding ends due to the radial component of the magnetic leakage field and zones of convertor transformer windings, where harmonic currents are concentrated.

Type of material in winding

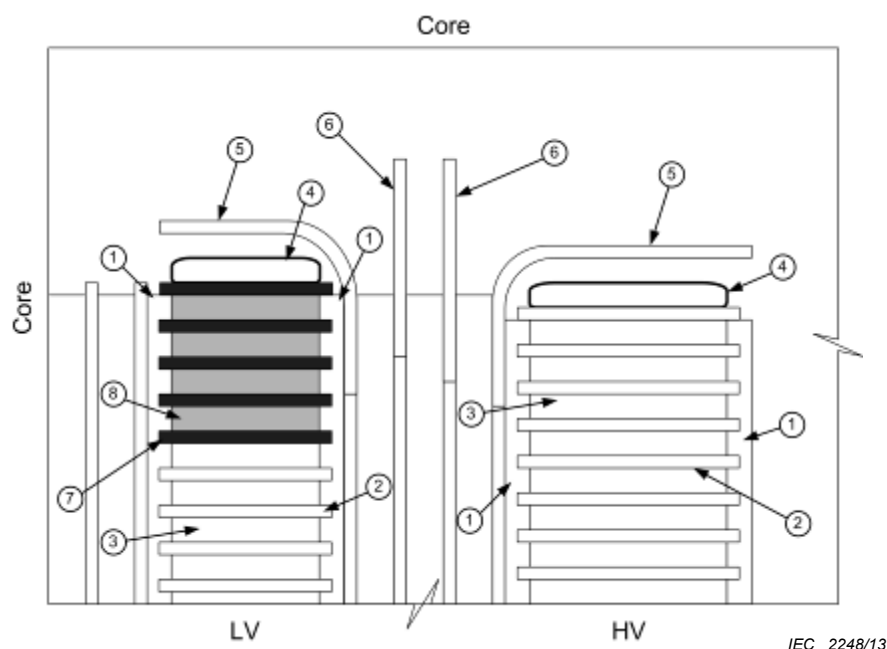
High-temperature applied to minor selected areas of the winding and used with the specific intent to protect strategic locations from excessive ageing

Type of material in barriers

Conventional

Winding temperature rise limits

Average winding: Conventional
Winding hot-spot: Higher than conventional



Key

LV low voltage

HV high voltage

- | | |
|--|--|
| 1 conventional axial spacers against the winding | 5 conventional angle rings |
| 2 conventional radial spacers | 6 conventional barriers |
| 3 conventional conductor insulation | 7 high-temperature radial spacers |
| 4 conventional static rings | 8 high-temperature conductor insulation in the hottest areas |

Figure 2 – Example of a mixed hybrid insulation winding

4.2.3.4 Full hybrid insulation winding

The full hybrid insulation winding shall use high-temperature material throughout the winding, which operates above conventional temperatures. The conductor insulation and the radial and axial spacers separating the coil disks shall be composed of high-temperature materials. Other insulation components shall also be composed of high-temperature materials, where conventional temperatures are exceeded. Conventional cellulose-based insulation may be used in all other areas, such as barrier cylinders and angle rings that operate at conventional temperatures. See Figure 3 for an example of this winding style.

Type of material in winding

High-temperature for all insulation operating at temperatures higher than conventional

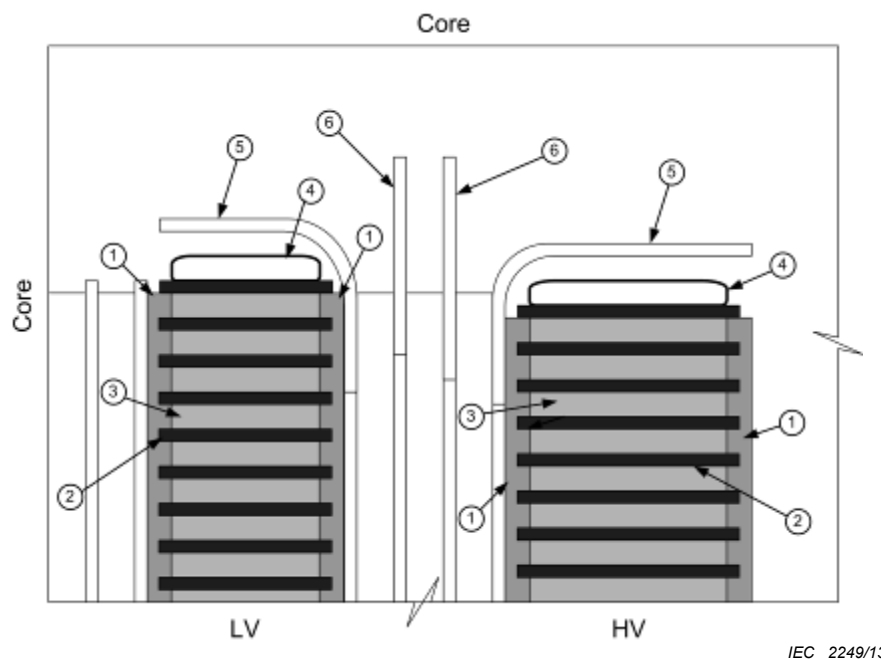
Type of material in barriers

Conventional

Winding temperature rise limits

Average winding: Higher than conventional

Winding hot-spot: Higher than conventional



Key

LV low voltage

HV high voltage

- | | |
|--|-----------------------------|
| 1 high-temperature axial spacers against the winding | 4 conventional static rings |
| 2 high-temperature radial spacers | 5 conventional angle rings |
| 3 high-temperature conductor insulation | 6 conventional barriers |

Figure 3 – Example of full hybrid insulation windings

4.2.4 High-temperature insulation winding

The high-temperature insulation winding shall use high-temperature insulation material throughout the winding. The high-temperature insulation may include different temperature classes, all above conventional. See Figure 4 for an example of this winding style.

Type of material in winding

High-temperature

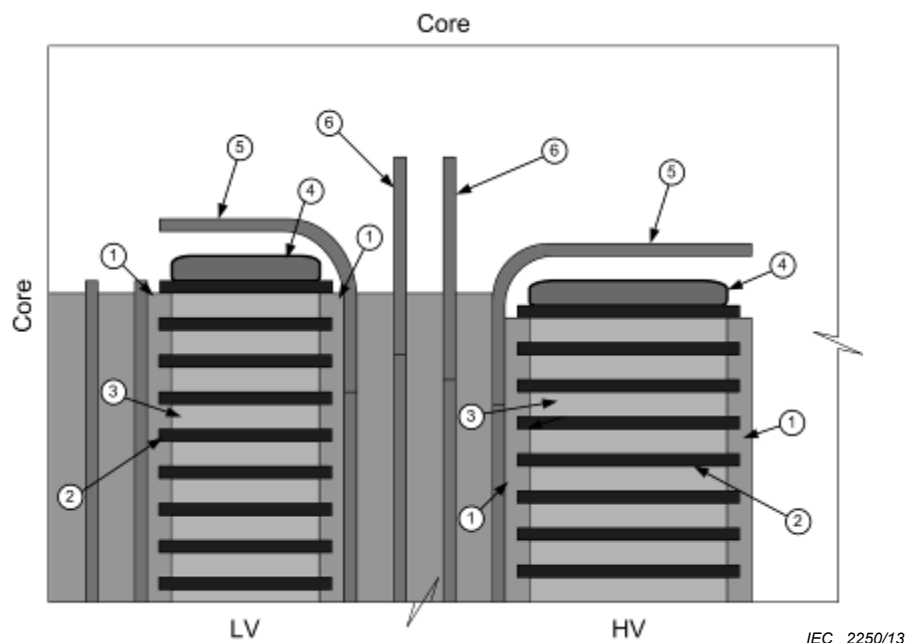
Type of material in barriers

High-temperature

Winding temperature rise limits

Average winding: Higher than conventional

Winding hot-spot: Higher than conventional



Key

LV low voltage
HV high voltage

- | | |
|--|---------------------------------|
| 1 high-temperature axial spacers against the winding | 4 high-temperature static rings |
| 2 high-temperature radial spacers | 5 high-temperature angle rings |
| 3 high-temperature conductor insulation | 6 high-temperature barriers |

Figure 4 – Example of high-temperature insulation system

5 Temperature rise limits

5.1 General

Maximum temperature rise limits for continuous operation for various combinations of solid and liquid insulating materials are presented in Tables 3 and 4. Rated temperature-rise values that are selected lower than the maximum shown shall be selected on 5 K increments. An accurate thermal model verified by adequate test data shall be required to determine the actual maximum values of any specific transformer design.

The many different dielectric liquids available offer a range of thermal capabilities. However, for simplification this standard recognizes only three liquid categories represented by mineral oil, ester and silicone liquids, each characterized by different top liquid temperature rises. This standard does not make a distinction between ester liquids based on the source of the product. Consequently, both synthetic and natural ester are considered thermally equivalent. Note that other liquids are not intended to be excluded and limits appropriate to specific thermal capability shall be applied according to the thermal capability of the liquid.

NOTE 1 Some of the limiting factors to be considered in determining the permissible maximum temperatures are:

- freely breathing units that introduce moisture and free oxygen into the transformer tank, which are major contributors to insulation ageing. This ageing is accelerated as the temperature increases;
- ageing of materials such as cellulose-based insulation, which introduces moisture inside the transformer tank;
- velocity of the liquid in the cooling ducts, since long exposure of the liquid to high temperature will accelerate degradation;
- accelerated ageing of the liquid and insulating materials due to catalytic action caused by the presence of bare copper and silver surfaces which generate by-products, such as particles and copper derivatives dissolved in insulating liquids;

- NOTE 2 See Annex B for more general information on bubbling and an equation for calculating the approximate temperature where bubble generation occurs. While this information is based on cellulose-based insulation and mineral oil, the concepts are essentially the same for high-temperature materials. However, studies indicate that high-temperature insulation materials tend to have lower moisture content than cellulose-based insulation and consequently tend to initiate bubbling at higher temperatures (for additional information see p.5 of IEEE 1276-1997).

NOTE 3 Although design references in this standard refer mainly to core-type transformer design, the design principles and guidelines are applicable to shell-type technology. The typical layout of windings in shell-type transformers is different than shown in the examples, but it will have no influence on the recommended temperature limits for both solid insulation materials and liquids.

Table 3 – Maximum continuous temperature rise limits for transformers with hybrid insulation systems

	Conventional insulation system ^a	Hybrid insulation systems				
		Semi-hybrid insulation winding	Mixed hybrid insulation winding	Full hybrid insulation winding ^b		
Minimum required solid high-temperature insulation thermal class	105	120	130	130	140	155
Top liquid temperature rise (K)	60	60	60	60	60	60
Average winding temperature rise (K)	65/70	75	65	85	95	105
Hot-spot temperature rise for solid insulation (K)	78	90	100	100	110	125
NOTE 1 Liquid operates at conventional temperatures.						
NOTE 2 The temperature rise limits for hybrid insulation systems do not depend on cooling mode.						
NOTE 3 The temperature rise limits shown are based on normal cooling medium temperatures according to IEC 60076-1. For alternate ambient temperature conditions, see IEC 60076-2.						
a Conventional insulation system included only for reference purposes.						
b Essentially oxygen-free applications where the liquid preservation system effectively prevents the ingress of air into the tank.						

**Table 4 – Maximum continuous temperature rise limits
for transformers with high-temperature insulation systems**

	Ester liquid				Silicone liquid			
Minimum required high-temperature solid insulation thermal class	130	140	155	180	130	140	155	180
Top liquid temperature rise (K)	90	90	90	90	115	115	115	115
Average winding temperature rise (K)	85	95	105	125	85	95	105	125
Hot-spot temperature rise (K)	100	110	125	150	100	110	125	150
NOTE 1 Essentially oxygen-free applications where the liquid preservation system effectively prevents the ingress of air into the tank. NOTE 2 The temperature rise limits shown are based on normal cooling medium temperatures according to IEC 60076-1. For alternate ambient temperature conditions, see IEC 60076-2. NOTE 3 The high-temperature insulation frequently includes different temperature classes, all above conventional. NOTE 4 For cellulose/ester insulation systems, see 5.3.								

5.2 Thermally upgraded paper (TUP)

Cellulose paper treated by a chemical process, known as thermally upgraded paper is accepted as capable of operating as a 120 class material in mineral oil in some countries. If it is agreed between the manufacturer and the purchaser that thermally upgraded paper (TUP) is a 120 class material, then it shall be considered a high-temperature insulation and may be used for semi-hybrid applications with temperature limits defined in Table 3.

5.3 Cellulose used in ester liquid

Based on ageing tests, both kraft paper and thermally upgraded paper have been shown to exhibit improved life characteristics when combined with ester liquid. Annex C presents a technical argument in support of these claims, summarizing many years of investigation. If it is agreed between the manufacturer and the purchaser that cellulose paper has a higher temperature capability, then it shall be considered a high-temperature insulation suitable for use in high-temperature insulation systems. The specific thermal class shall be determined by agreement between the manufacturer and the purchaser.

6 Components and materials

6.1 General

All components and materials used in the construction of the transformer shall comply with the requirements of the relevant IEC standards where they exist, unless otherwise agreed or specified. In particular, bushings shall comply with IEC 60137 and tap-changers shall comply with IEC 60214-1. Insulating liquid shall comply with IEC 60296 for mineral oil, IEC 61099 for synthetic ester liquid, IEC 60836 for silicone liquid, or as agreed for other liquids. All components and materials shall be suitable for the expected operating temperature and shall be compatible with the specific liquid.

6.2 Leads and cables

The thermal class of insulation used on interconnection and accessory leads and cables is not necessarily based on the transformer insulation system designation. However, the

temperature limits shall be defined by the thermal class of the insulation used according to Tables 3 and 4 and is usually dependant on the temperature of the liquid.

Material selection for lead and interconnection cables is independent of the insulation system selected for the transformer windings. However, high temperature insulation shall be used for lead cables in high temperature insulation systems, as defined for the wire insulation in 3.9 and 4.2.4.

In semi-hybrid and full hybrid windings, high temperature insulation shall be used at least in lead exit areas, where cables connect with windings operating at temperatures higher than conventional. Frequently, these cables are connected directly to hot-spot areas of the windings, or hot-spots are created in connection points. The selection of insulation material for the remaining length of the cable shall be based on its designed temperature gradient and may include conventional insulation materials.

Similar to mixed hybrid insulation windings, the use of high temperature insulation materials can be selective and limited to specific areas only. Even if the entire winding is conventional, the lead exits or entire lead cables can still be designed to operate at temperatures higher than conventional. In such cases the cable insulation shall be selected appropriate to the designed temperatures.

7 Special design considerations

7.1 Short-circuit considerations

The mechanical construction of the winding and support structure shall be designed to take into consideration the possible increased expansion or contraction of the transformer windings, due to the larger temperature range. In addition, the processing of the windings shall be such that the tightness of the construction will be maintained in service.

The transformer shall be designed to withstand short-circuit events as defined in IEC 60076-5. The maximum value of the average temperature of each winding shall be calculated in accordance with that standard and shall meet the defined limits.

Where the design incorporates epoxy-bonded winding conductors, the maximum temperatures obtained under highest permissible operating conditions shall be taken into account, since the epoxy is mechanically weaker at higher temperatures. Specially formulated high-temperature epoxy shall be specified to prevent this softening effect, if required to maintain the short-circuit strength of the transformer.

7.2 Dielectric requirements

The dielectric properties of high-temperature insulation systems shall be fully analysed to prevent unacceptable degradation of the dielectric properties over the wider operating temperature range of the transformer.

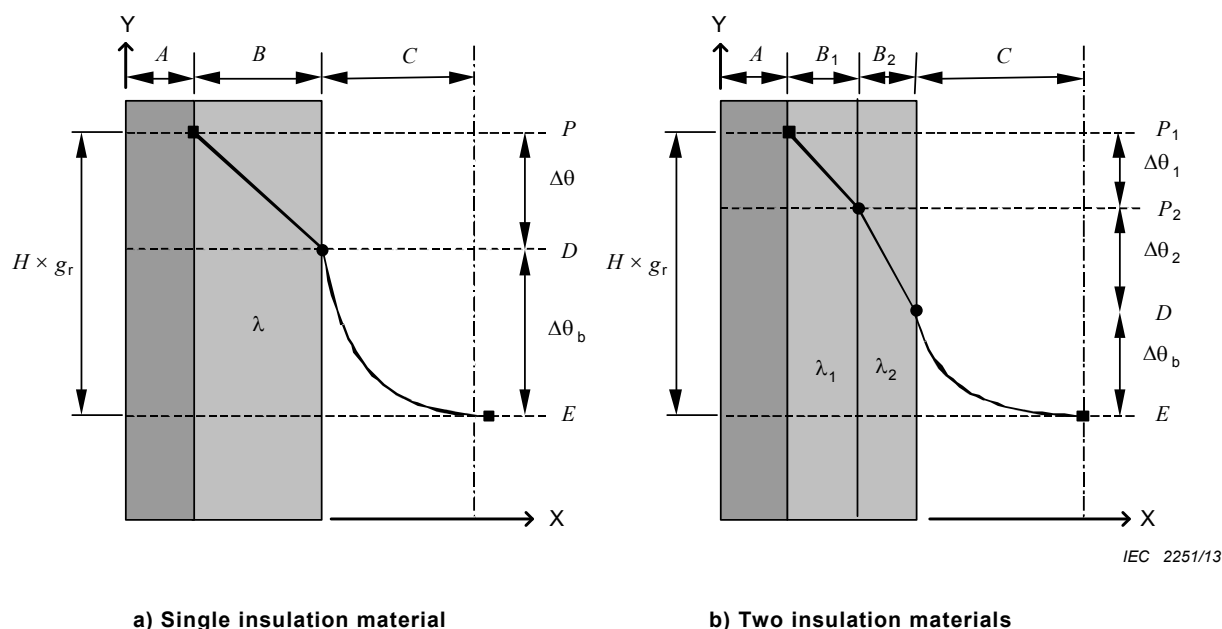
7.3 Temperature requirements

A thermal gradient is to be expected within a given transformer and insulation shall be selected with a thermal class appropriate to the specific location. As with any transformer, these are design specific and hence an adequate thermal model of the winding is required. The thermal model of the winding shall be verified by prototype, model and/or full size transformer testing, as deemed necessary to validate a design or family of designs. In the defined high-temperature insulation systems there will be several hot-spots (one for each type of insulation) and all need careful consideration. See Figure 5 and Figure 6 for additional information.

It is important to note that in many cases the liquid in the winding cooling duct can have a higher temperature than that of the liquid in the top of the tank. This shall be taken into consideration, since the temperature of the liquid adjacent to the winding contributes to the hot-spot temperature.

NOTE 1 The conductor to liquid temperature gradient of an insulated winding is generally the sum of the temperature gradient across the solid insulation and the temperature gradient across the boundary layer. In high-temperature insulation systems the temperature gradient across the boundary layer is usually greater than in conventional insulation systems.

NOTE 2 In Figure 5, the maximum winding surface temperature in point *D* is given by the sum of the liquid temperature in the cooling duct and the temperature rise across the boundary layer, which depends on the heat transfer coefficient at the winding surface and the heat flux density through the winding surface.



Key

X axis	distance from conductor
Y axis	temperature
<i>A</i>	thickness of the conductor
<i>B</i>	thickness of the solid insulation material
<i>B</i> ₁	thickness of the high-temperature insulation material
<i>B</i> ₂	thickness of the conventional insulation material
<i>C</i>	thickness of the boundary layer of the liquid
<i>D</i>	winding surface temperature
<i>E</i>	liquid temperature in the cooling duct
<i>g</i> _r	average winding to liquid temperature gradient at rated current
<i>H</i>	hot-spot factor
<i>P</i>	hot-spot temperature in contact with the solid insulation material
<i>P</i> ₁	hot-spot temperature in contact with the high-temperature insulation material
<i>P</i> ₂	hot-spot temperature in contact with the conventional insulation material
$\Delta\theta$	temperature gradient inside the solid insulation
$\Delta\theta_1$	temperature gradient inside the high-temperature insulation
$\Delta\theta_2$	temperature gradient inside the conventional insulation
$\Delta\theta_b$	temperature gradient inside the boundary layer of the liquid
λ	thermal conductivity of the solid insulation material
λ_1	thermal conductivity of the high-temperature insulation material
λ_2	thermal conductivity of the conventional insulation material

Figure 5 – Temperature gradient conductor to liquid

The general principles and equations of the loading guide for oil-immersed transformers as described in IEC 60076-7 apply, except for the overload limits, since temperatures and time constants will vary for different insulating systems. Maximum suggested overload temperatures are listed in Tables 5 and 6. Any other overload requirements shall be specified in the enquiry, or be agreed upon at the contract stage.

	Conventional insulation system ^a	Hybrid insulation system				
		Semi-hybrid insulation winding	Mixed hybrid insulation winding	Full hybrid insulation winding ^b		
Minimum required solid high-temperature insulation thermal class	105	120	130	130	140	155
Top liquid temperature with normal cyclic loading (°C)	105	105	105	105	105	105
Top liquid temperature with long-time emergency loading (°C)	115	115	115	115	115	115
Top liquid temperature with short-time emergency loading (°C)	115	115	115	115	115	115
Insulation hot-spot temperature with normal cyclic loading (°C)	120	130	140	140	150	165
Insulation hot-spot temperature with long-time emergency loading (°C)	140	140	150	150	160	175
Insulation hot-spot temperature with short-time emergency loading (°C)	160	160	170	170	180	195

^a Conventional insulation system included only for reference purposes. Refer to IEC 60076-7 for additional information.

^b Essentially oxygen-free applications where the liquid preservation system effectively prevents the ingress of air into the tank.

[illegible]

8 Required information

8.1 Information to be provided by the purchaser

8.1.1 Ambient temperatures and loading cycle

The temperature of the cooling medium shall be in accordance with the normal service conditions of IEC 60076-1. The temperature limits noted in Tables 3 and 4 shall be modified according to IEC 60076-2 if the ambient temperatures differ from normal service conditions. Any particular loading cycle information shall be supplied by the purchaser.

8.1.2 Other unusual service conditions

For all other unusual service conditions IEC 60076-1 shall apply.

8.2 Information to be provided by the manufacturer

8.2.1 Thermal characteristics

Recognizing that the insulation systems defined in this standard are relatively unfamiliar throughout the industry and that they can vary widely due to application and manufacturer's practice, supplier information shall include the following information:

- type of insulation system, (hybrid or high-temperature) with a reference to the number of this publication;
- type of winding insulation for each winding (conventional, semi-hybrid, mixed hybrid, full hybrid or high-temperature);
- high-temperature solid insulation thermal class and generic name (if different materials are used in different windings, this shall be indicated by winding);
- calculated maximum hot-spot temperature for each winding;
- rated average winding temperature rise for each winding;
- time constant for each winding;
- type of liquid by generic and trade name;
- rated top liquid temperature-rise;
- type test data including temperature rise and when available, short circuit.

8.2.2 Guarantees

When specified, the load losses and the short-circuit impedance shall be guaranteed at the reference temperature. The load losses at the reference temperature shall also be used in a temperature-rise test. The same tolerances for guarantees apply, as recommended in IEC 60076-1.

The top liquid, average winding and hot-spot temperature rises shall not exceed the values given in Tables 3 and 4.

9 Rating plate and additional information

9.1 Rating plate

In addition to the requirements in IEC 60076-1, the rating plate shall include the following information:

- number of this IEC standard;
- type of liquid by trade name, standard and year of standard;
- rated top liquid temperature rise;

- rated average winding temperature rises for each winding, if they are not all the same.

The following items shall be identified on the rating plate by the Insulation System Code as described in Annex D:

- type of insulation system, (hybrid or high-temperature);
- winding insulation type and thermal class for each winding, if they are not all the same.

9.2 Transformer manual

The manual shall highlight that, due to the presence of insulating materials different from cellulose-based insulation and mineral insulating oil, different behaviour can be expected in respect to gas and moisture development. Consequently, this should be considered if onsite degassing and drying treatment is necessary.

10 Test requirements

10.1 Routine, type and special tests

All tests for power transformers and reactors shall be as prescribed in IEC 60076-1. All tests for converter transformers shall be performed according to IEC 61378-1 for industrial transformers and IEC 61378-2 for HVDC transformers. For wind turbine transformers, the test requirements in IEC 60076-16 shall apply.

10.2 Dissolved gas analysis

On category II and III transformers as defined in IEC 60076-5, it is desirable to collect DGA (dissolved gas analysis) data for future reference as a diagnostic tool, since the characteristics are likely to differ from conventional transformers. It is especially important therefore to establish a baseline for future reference.

10.3 OD cooled compact transformers

The time constant of OD cooled compact transformers with a high winding to liquid temperature rise is smaller than in conventionally insulated transformers. Particular care is required to shorten the time between switch off and measurement of the winding resistance.

The time from switch off to first recording should ideally be less than 1 min. If this short switch off time cannot be achieved, it is permitted to switch off the cooling fans and pumps at the same time as the shutdown in order to reduce the measuring uncertainty of the cooling curve.

10.4 Evaluation of temperature-rise tests for windings with multiple hot-spots

Mixing high-temperature and conventional insulations will generally lead to more than one hot-spot temperature in a winding. A simple example is the mixed hybrid insulation system, where the winding has a hot-spot temperature for the conventional insulation and one for the areas protected by the high-temperature insulation. This is illustrated by the following calculations and Figure 6.

Two different hot-spot temperatures shall be verified either by calculation or test: P_1 for the insulation system between B and C and P_2 for the insulation system between E and C . The temperatures in each part of the winding should be evaluated as described in IEC 60076-7. The hot-spot factors, H_1 and H_2 also shall be calculated by the manufacturer.

The temperature difference of the liquid in the tank between the top and the bottom is:

$$\Delta\theta_{LW} = \theta_o - \theta_b \quad (1)$$

where

$\Delta\theta_{LW}$ is the axial temperature rise of the liquid in the tank;

θ_o is the top liquid temperature in the tank;

θ_b is the bottom liquid temperature in the tank.

To estimate the liquid temperature in the cooling ducts at the boundary of two different winding parts, (point *C*, in Figure 6), the total temperature gradient is split into two parts:

$$\Delta\theta_{LW1} = \frac{l_1}{l_1 + l_2} \times \Delta\theta_{LW} \quad \text{for section 1} \quad (2)$$

where

$\Delta\theta_{LW1}$ is the axial temperature rise of the liquid in the upper part of the winding;

$\Delta\theta_{LW}$ is the axial temperature rise of the liquid in the tank;

l_1 is the length of the upper part of the winding using high-temperature insulation;

l_2 is the length of the lower part of the winding using conventional insulation.

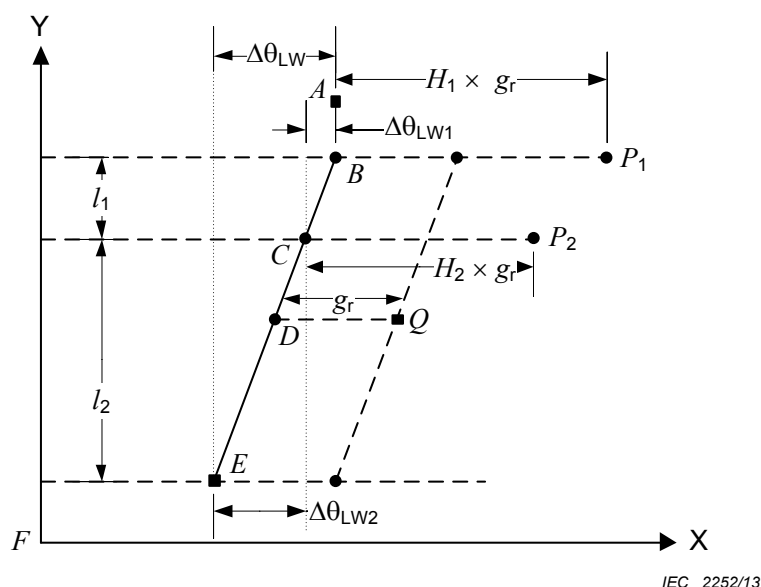
$$\Delta\theta_{LW2} = \Delta\theta_{LW} - \Delta\theta_{LW1} \quad \text{for section 2} \quad (3)$$

where

$\Delta\theta_{LW2}$ is the axial temperature rise of the liquid in the lower part of the winding;

$\Delta\theta_{LW}$ is the axial temperature rise of the liquid in the tank;

$\Delta\theta_{LW1}$ is the axial temperature rise of the liquid in the upper part of the winding.



Key

- X axis indicates temperature
- Y axis indicates the axial position along the transformer height
- A* average temperature of the tank outlet (top liquid temperature)
- B* liquid temperature in the tank at the top of the winding (assumed to be the same as *A*)
- C* liquid temperature in the winding at the boundary of two different insulation materials
- D* average liquid temperature in tank
- g_r average winding to liquid temperature gradient at rated current
- E* bottom liquid temperature entering the winding
- F* represents the bottom of the tank
- H_1 hot-spot factor associated with part of the winding using high-temperature insulation
- H_2 hot-spot factor associated with part of the winding using conventional insulation
- l_1 length of the upper part of the winding using high-temperature insulation
- l_2 length of the lower part of the winding using conventional insulation
- P_1 hot-spot temperature in contact with the high-temperature insulation material
- P_2 hot-spot temperature in contact with the conventional insulation material
- Q* average winding temperature determined by resistance measurement
- $\Delta\theta_{LW}$ temperature rise of the liquid in the tank
- $\Delta\theta_{LW1}$ axial temperature rise of the liquid in the upper part of the winding
- $\Delta\theta_{LW2}$ axial temperature rise of the liquid in the lower part of the winding
- measured point
- calculated point

Figure 6 – Modified temperature diagram for windings with mixed hybrid insulation system

10.5 Dielectric type tests

The insulating system shall be dielectrically suitable for operation at elevated temperatures, when required.

11 Supervision, diagnostics, and maintenance

11.1 General

Supervision and diagnostics of transformers are part of the strategic approach for risk analysis and asset management, which should result in an appropriate maintenance programme and reliable service life. In high-temperature transformers, it is highly desirable to monitor the performance of the insulation system, since significant historical data is not yet available.

NOTE A good general diagnostic approach can be found in IEEE 62.

11.2 Transformers filled with mineral insulating oil

Because of the temperature limitation of the mineral insulating oil in insulation systems containing cellulose-based insulation, the amount of solid high-temperature insulating material will generally be small relative to the total amount of insulation material. Hence, it is likely that the composition of gases, due to heating, inception of partial discharges and electrical arcing will be close to that of conventional transformers, operating under the same conditions.

In transformers with hybrid insulation systems, the most probable source of gas generation is the mineral insulating oil. However, when overheating, thermal faults, partial discharges or electrical arcing arise, decomposition of high-temperature solid insulation is possible with the potential for generating gases and other by-products (moisture, particles, furans, metals).

It is desirable to periodically take oil samples for analysis. IEC 60422 provides guidance for the supervision and maintenance of mineral insulating oils.

11.3 Transformers filled with high-temperature insulating liquids

When overheating, thermal faults, partial discharges or electrical arcing arise in transformers with high-temperature insulation systems, decomposition of the liquid and/or solid insulation is possible with the potential for generating gases and other by-products (moisture, particles, furans, metals).

On category II and III transformers as defined in IEC 60076-5, it is desirable to collect DGA data for future reference as a diagnostic tool, since the characteristics are likely to differ from conventional transformers. IEC 60944 and IEC 61203 provide guidance for the supervision and maintenance of silicone transformer liquids and transformer esters in equipment respectively.

Annex A (informative)

Insulation materials

A.1 General

This Annex A lists several high-temperature Electrical Insulation Materials (EIM) for informational purposes only. The appearance of these materials does not imply that any specific combination is suitable for use in high-temperature liquid-immersed transformer applications, as an Electrical Insulation System (EIS).

Common solid insulation materials are listed in Table A.1 along with typical parameters and characteristics, which are useful for proper evaluation. It is important to note that design parameters specific to the material selected should be obtained from the manufacturer of the product. The insulation materials are separated into solids, wire enamels and liquids.

Each material should be evaluated for compatibility with other materials in the insulation system and not only for thermal capability. It should also be noted that whilst the thermal capability of the individual materials may be satisfactory, the interaction of these individual elements in the system might render the system unacceptable.

A.2 Ageing and lifetime of insulation materials

Material ageing is the result of a process that splits the molecules of the insulation material and consequently changes some material properties. This is an endothermic process, which means that sufficient energy shall be supplied to enable the atoms to split the molecules. In transformers this energy is provided mainly by the transformer losses. The more energy supplied the faster the splitting rate. The energy takes the form of heat, which increases the temperature. The temperature is then a relevant indicator of the ageing rate and the lifetime. Other factors than the temperature, such as the presence of acids, oxygen and/or water may influence the lifetime. Assuming that these other factors are constant, the lifetime of insulation material normally follows the equation:

$$L = a \times e^{\frac{b}{T}} \quad (\text{A.1})$$

where

- L is the lifetime in h;
- a is a constant with the dimension hour;
- e is the base of the natural logarithm (2,718...);
- b is a constant with the dimension Kelvin;
- T is the temperature in Kelvin.

Equation (A.1) is derived from Arrhenius' equation. When taking the natural logarithm on both sides of Equation (A.1), the result is:

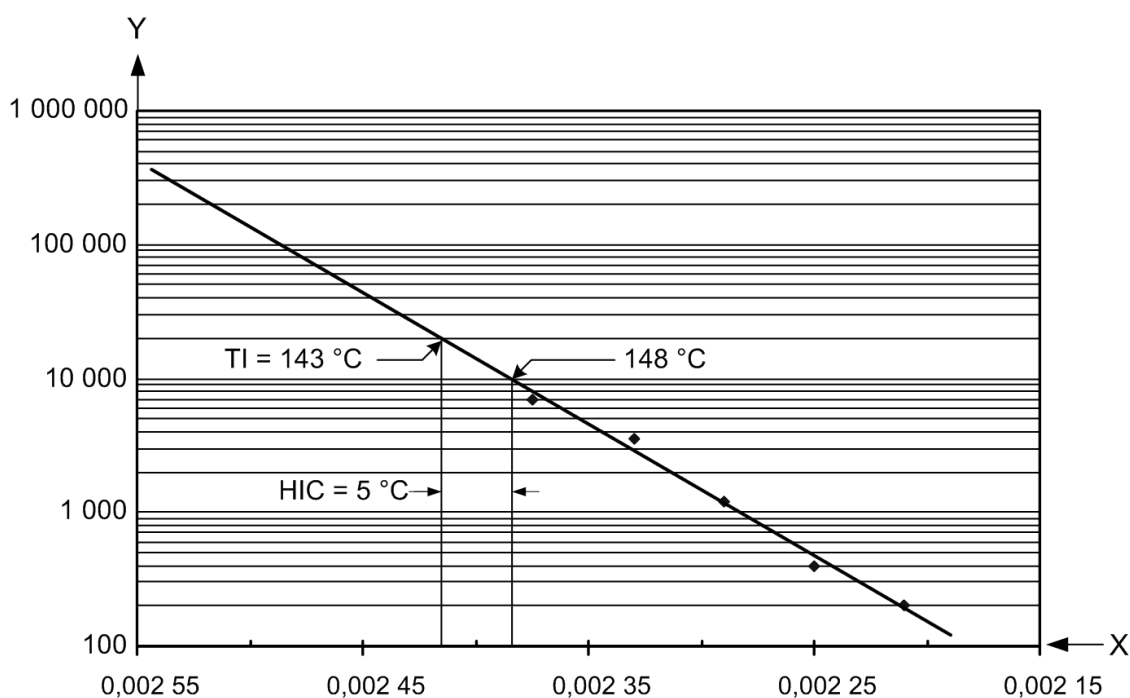
$$\ln(L) = \ln(a) + \frac{b}{T} \quad (\text{A.2})$$

Equation (A.2) is represented by a straight line (in semi logarithmic coordinates of L versus $1/T$), which is determined by means of a thermal endurance test described in IEC 60216-1.

The end-of-life criterion shall be defined prior to the thermal endurance test. It may be an absolute value or a percentage of the original value of a material property that is crucial for the insulating function of the material, and preferably a property that deteriorates faster than other vital properties of the material. For mineral oil-immersed transformers with cellulose-based insulation, the tensile strength of the paper that covers the winding conductors is often used as one of the parameters that determine the degree of ageing of the whole transformer. The degree of polymerization (DP) is also used as an ageing indicator, with a value of 200 generally considered to be end of life for cellulose-based insulation.

During the thermal endurance test, samples of the material are heated to several different temperatures and the time to end of life is noted. The time durations versus the reciprocal value of the absolute temperatures are plotted in a coordinate system, where the time axis has a logarithmic scale (see Figure A.1).

The dots in the diagram are the results from a thermal endurance test. The straight line is the regression line. As will be seen, the dots are situated closely to the regression line, which confirms that the lifetime versus temperature relationship for the tested material follows Arrhenius' equation.



IEC 2253/13

Key

X axis reciprocal value of the absolute temperature $1/T$ (1/K)

Y axis lifetime (h)

Equation $Y = 6 \times 10^{-23} \times e^{25\,390/T}$ $R_2 = 0,983\,5$

NOTE The X axis ($1/T$) is normally represented right-to-left, so that higher temperatures are at the right hand side of the graph.

Figure A.1 – Example of a thermal endurance graph

In this example, a vertical line is drawn at the point where the extended regression line crosses the 20 000 h ordinate, and this vertical line hits the abscissa axis at a point corresponding to a temperature of 143 °C. This means that the temperature index TI of this material is 143 °C.

Another vertical line is drawn from the point where the regression line crosses the 10 000 h ordinate, and this vertical line hits the abscissa axis at a point corresponding to 148 °C. The halving interval (HIC) is then the difference between 148 and 143, which equals 5 °C.

A lifetime of 20 000 h (somewhat more than 2 years) at the temperature index TI would normally be too short as an acceptable lifetime. To obtain an acceptable lifetime the thermal class assigned to the material shall be chosen lower than TI. How much lower depends on how long a lifetime the user of the material requires. The relation between lifetime and temperature can be read from the extended regression line in the diagram or calculated by means of the regression line equation.

If for example 20 years (175 200 h) lifetime is required, the extrapolated temperature from the regression line would be 128 °C. If 30 years (262 800 h) lifetime is required, the extrapolated temperature from the regression line would be 126 °C. As an alternative, the extrapolated result of the thermal endurance test may be selected longer than 20 000 h. In some countries, 65 000 and 180 000 h have been used for liquid-immersed insulation systems.

The thermal class is equal to the maximum service temperature that the user of the material finds appropriate, taking into account the required lifetime of the transformer where the material is going to be used. The loading pattern of the transformer and the real ambient temperatures at the site where the transformer will be situated should also be considered. The transformer may in many cases be loaded below its rated loading for long periods, which would reduce the ageing rate and extend the lifetime.

In some performed tests, the end of life has been defined to have occurred when 50 % of the initial tensile strength is consumed. However, this limit, or any other defined limit for end of life, should not be perceived too literally. A transformer may operate satisfactorily for many years after the end of life according to this definition is reached. The decomposition of the material happens gradually. There are no sharp limits. This defined end of life serves more as a warning that the ability of the transformer to withstand stresses under abnormal service conditions, like high short-circuit currents, is essentially lower compared to a new transformer. Also transport of the transformer from one site to another involves a higher risk.

NOTE Clause A.2 presents the classic theory of ageing for a simple material. More detailed analyses of the complex mechanisms of material ageing in a typical transformer can be found in the technical papers listed in the Bibliography.

A.3 Solid insulation

Solid insulation is available in the form of paper, film, sheet and board as well as various shapes for mechanical applications used within the dielectric structure. Table A.1 lists many readily available materials, along with typical parameters. Note that this typical performance information is based on components tested individually as isolated samples in air. Dielectric and thermal performance as a system, when immersed in the selected insulating liquid may be substantially different from the component values and the values associated with impregnation in a specific liquid. Consequently, the in air thermal classes shown in Table A.1 are not directly acceptable for liquid-immersed applications.

Thermal classes shall be assigned based on service experience or functional tests of the solid immersed in the applicable liquid. For example, in Table A.1, although cellulose-board is classified as a 105 material when tested in air, it can in practice be applied as a thermally upgraded material in most liquids, including ester liquids. The justification for this is the good service experiences obtained with non-thermally upgraded cellulose-based board in transformers labelled “thermally upgraded” during the last 50 years.

It should also not be assumed that the system thermal class would necessarily default to the lowest temperature class of the system's individual components. On the contrary, the thermal capability will often favour the highest temperature component. However, the individual

component thermal class should provide guidance in the selection and positioning of the various materials within the insulation design.

Based on the interpretation of test data during the development of alternative liquids, it has been proposed that liquids with significantly higher water saturation levels at operating temperatures may allow higher operating temperature limits for the solid insulation because of their ability to remove the moisture from the solid.

Table A.1 – Typical properties of solid insulation materials

Material	Thermal class (IEC 60085) °C	IEC standard reference	Relative permittivity at 25 °C	Dissipation factor %		Moisture absorption %	Density g/cm ³	Form
				At 25 °C	At 100 °C			
Cellulose-based	105	60554-3	3,3 – 4,1	0,4	1,0	7,0	0,97 – 1,2	Paper
Cellulose-based thermally upgraded	120		3,3 – 4,1	0,4	1,0	7,0	0,97 – 1,2	Paper
Cellulose-based	105 ^b	60641-3	2,9 – 4,6	0,4	1,0	7,0	0,8 – 1,35	Board
Stratified resin bonded paper (Bakelite)	130		5,8	2,5		2,3	1,36	Board
Polyphenylene sulfide (PPS)	155		3,0	0,06	0,12	0,05	1,35	Film
Polyester glass ^a	130 – 200	60893-3	4,8	1,3 – 7,0	N/A	0,2 – 1,1	1,8 – 2,0	Sheet
Polyester glass ^a	130 – 220	61212-3	N/A	N/A	N/A	0,16 – 0,28	1,8 – 2,0	Shapes
Polyimide	220	60674-3	3,4	0,2	0,2	1,0 – 1,8	1,33 – 1,42	Film
Aramid	220	60819-3	1,6 – 3,2	0,5	0,5	5,0	0,30 – 1,10	Paper
Aramid	220	61629-1	1,7 – 3,5	0,5	0,5	5,0	0,52 – 1,15	Board

NOTE 1 All data has been taken from measurements in air.

NOTE 2 Relative permittivity and dissipation factor data are referenced to 50 Hz or 60 Hz.

NOTE 3 Moisture data is based on air having a relative humidity of 50 %.

^a Typically only used in lower voltage liquid-immersed applications due to possible air entrapment during the manufacturing process.

^b Although cellulose-board is here classified as a 105 material when tested in air, it has in practice been applied as a thermally upgraded material in most liquids, including ester liquids. The justification for this is the good service experiences obtained with non-thermally upgraded cellulose-based board in transformers labelled “thermally upgraded” during the last 50 years.

A.4 Wire enamel insulation

The list in Table A.2 shows two insulating enamels used to coat both round and rectangular copper and aluminium winding wires that may be suitable for use in liquids at high-temperature. Additional information may be found in the specific applicable sections of the IEC 60317 series. Note that the appearance of a coating in this list does not imply compatibility with any of the many available dielectric liquids and is provided for general information only. In fact, most enamel coatings are not suitable for use in liquids at elevated temperatures. Procedures for verifying compatibility with different liquids are defined in IEC 60851-4. However, these procedures should be modified for high-temperature application.

Table A.2 – Typical enamels for wire insulation

Chemical name	Thermal class	IEC 60317 applicable part	Common acronym	Common name
Aromatic polyamideimide	200	26	AIW	Polyamideimide
Aromatic polyimide	220	7, 30	PIW	Polyimide
NOTE Thermal class in air according to IEC 60317.				

A.5 Insulating liquids

Table A.3 shows typical performance characteristics of readily available dielectric liquids that are used in liquid-immersed transformers. Mineral insulating oil, complying with IEC 60296, is the most common liquid used in transformers and is generally the performance reference to which all other liquids are compared. This liquid is also the reference for comparing high-temperature performance.

IEC 61100 provides rules for classifying liquids according to fire point and calorific value. A fire point greater than 300 °C, as determined according to ISO 2592 classifies the liquid as Class K. However, neither the flash point nor the fire point defines high-temperature capability. Sludge development, affinity to moisture and rate of oxidation all affect the thermal capability of a liquid. The liquid manufacturer should be contacted to determine if a specific product is suitable for use at higher temperatures than conventional mineral insulating oil, since it may depend on certain additives that may not be present in all products in the same generic category.

The maximum operating temperatures listed in Table A.3 are provided only as a starting point for further investigation, since there is no generally accepted procedure for establishing a thermal index for insulating liquids. These temperatures are estimated or generally accepted by the industry, but should not be taken as recommendations of this standard.

Table A.3 – Typical performance characteristics of unused insulating liquids

Generic name	IEC standard reference	Thermal class ^a °C	Flash point ^c °C	Fire point ^c °C	Water content mg/ kg	Density at 25 °C g/cm ³	Relative permittivity ^d at 25 °C	Dissipation factor ^d at 25 °C %	Kinematic viscosity mm ² /sec		Thermal conductivity at 25 °C W/mK	Specific heat at 25 °C J/ kg °C
									At 40 °C	At 100 °C		
Mineral insulating oil	60296	105	145	160	25	0,88	2,2	0,05	9,2	2,3	0,12	2 100
Synthetic hydrocarbon	60867	~130	230	250	15	0,83	2,1	0,01		4,1	0,14	2 100
Synthetic ester	61099	~130	275	316	50	0,97	3,2	0,02	28	5,8	0,16	2 100
Dimethyl silicone	60836	~155 ^b	310	360	50	0,96	2,7	0,01	40	14,3	0,15	1 500
Although the following liquids are used in some transformer applications, they are not yet defined by IEC standards.												
Synthetic PAO hydrocarbon	N/A	~130	264	304	15	0,83	2,1	0,01	-	8,6	0,13	2 300
Natural ester	N/A	~130 ^b	330	360	50	0,91	3,2	0,20	33	9	0,17	2 000
High molecular weight hydrocarbon	N/A	~155	280	312	10	0,87	2,2	0,01	-	11,8	0,14	2 100

NOTE The values in this table are provided only as a general guide for comparison of the different liquids. For specific physical properties and acceptance limits, refer to the IEC standard noted for each liquid. Verify physical properties and acceptance limits for liquids with no IEC document with the liquid manufacturer.

^a Thermal class is equal to the maximum recommendable operating temperature, which is expected to give an acceptable lifetime of the liquid.

^b Due to the oxidation stability properties of these dielectric liquids, the estimated temperature limits apply to sealed type transformers or transformer with nitrogen preservation systems that essentially eliminate the ingress of air.

^c Cleveland open cup test per ISO 2592. In IEC documents, flash point is determined according to the Pensky-Martens closed cup test per ISO 2719, which generally gives lower values than those shown.

^d Relative permittivity and dissipation factor data are referenced to 50 Hz or 60 Hz.

Annex B (informative)

Rapid temperature increase and bubble generation

B.1 General

Although the bulk of historical investigations concern overload conditions for transformers with cellulose-based insulation immersed in mineral oil, the principles of bubble generation are similar for transformers designed to operate at elevated temperatures. Studies have indicated that the largest single determining factor, other than temperature, is the moisture content in the solid insulation. Investigations by Oommen (see Bibliography) form the basis for Annex B, and his theory was selected for the unique perspective of an empirical formula to describe the phenomenon.

Experts agree that a bubble is formed by the expansion of a surface cavity, which has initial gas/vapour content. When this is applied to a paper wrapped conductor, it is assumed that tiny cavities on the paper surface are initially filled with small amounts of water vapour and dissolved gases. Under conditions of rapid temperature increase, the conductor and paper overheat and the cavity expands, at first into which water vapour is injected. As the cavity grows, the bubble has higher and higher quantities of water vapour. The gas content can hardly change in such limited time. Bubble formation is then to be dictated by water vapour release rather than the gas content of the mineral oil.

B.2 Basic assumption

The fundamental equation governing bubble formation is:

$$P_{\text{int}} = P_{\text{ext}} + \frac{2 \times \sigma}{R} \quad (\text{B.1})$$

where

P_{int} is the internal pressure;

P_{ext} is the external pressure;

σ is the surface tension pressure;

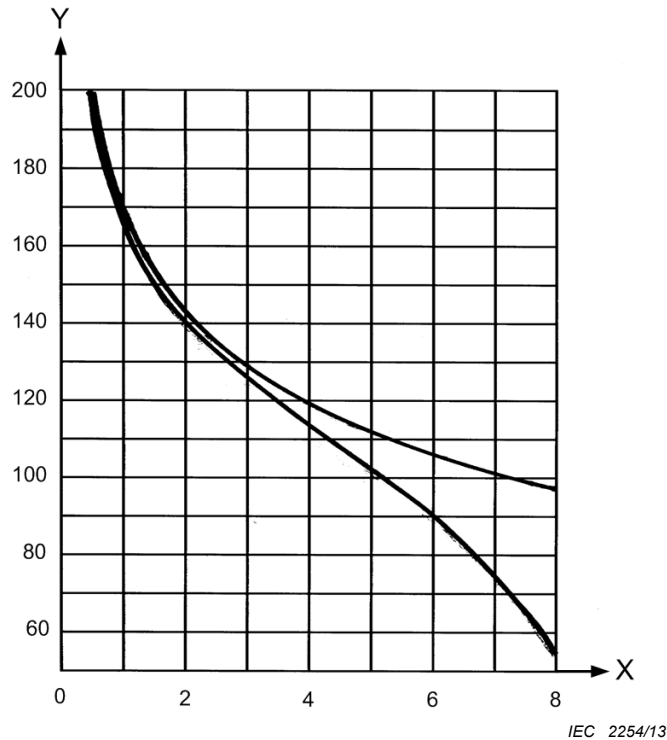
R is the radius of the bubble.

B.3 Experimental verification

Two coil models were used for experimental studies. One model had a fibre optic temperature sensor in place of a thermocouple sensor to sense hot-spot temperature and a separate winding was used to apply voltage for partial discharge (PD) detection of bubbles in addition to visual observation. Moisture content of the paper in the coil and gas content of the mineral oil were changed over a wide range. Moisture ranged from 0,5 % to 8,0 % (dry/oil free basis), and gas content, from fully degassed to fully nitrogen saturated. A rapid temperature rise simulated the conditions in a transformer winding under overload conditions. In addition to fully degassed and fully gas saturated systems, several tests were conducted with partly degassed mineral oil. In total, 22 coil model tests were conducted.

Figure B.1 shows the results of these tests in graphical form. The upper curve corresponds to degassed mineral oil, and the lower curve, to gas saturated mineral oil. Note that at low moisture values, the bubble evolution temperature is virtually the same for degassed and gas saturated systems. At 2 % moisture in paper, which corresponds to an aged transformer with

cellulose-based insulation, the estimated bubble evolution temperature is slightly above 140 °C. However, for a dry unit with a 0,5 % moisture level, the estimated bubble evolution temperature is above 200 °C.



Key

X axis	percent water in paper
Y axis	bubble evolution hot-spot temperature (°C)
Upper curve	gas-free systems
Lower curve	gas saturated systems

Figure B.1 – Bubble evolution temperature chart

B.4 Mathematical formulation of bubble generation

It was possible to fit the hot-spot temperature as a function of moisture and gas content and the total external pressure (atmospheric plus oil head). The empirical equation is given below:

$$\theta = \left[\frac{6\,996,7}{22,454 + 1,449\,5 \times \ln(W_{WP}) - (2,015 + \ln(P_{Pres}))} \right] - \left[\exp(0,473 \times W_{WP}) \times \left(\frac{V_g^{1,585}}{30} \right) \right] - 273 \quad (B.2)$$

where

- θ is the temperature for bubble evolution in °C;
- W_{WP} is the percent by weight of moisture in paper based on the dry, oil free weight of paper;
- P_{Pres} is the total pressure in kPa;
- V_g is the gas content of the liquid in percent (V/V).

The first part of the equation between the braces is for degassed mineral oil and was derived from the well-known Piper chart of vapour pressure vs. moisture relationship. The second term adjusts for the gas content of the mineral oil. The agreement between observed and computed temperatures was excellent, with not more than two degrees difference for tests with the single coil model, and not more than four degrees with the triple disc coil model (for

which visual bubble observation was harder, and no PD detection was used). Dry basis for the percent by weight of moisture in paper means that the moisture is based on the dry, oil-free weight of paper. The percentage water estimated on a 'wet, oily' basis (as is usually done) will be lower than on the dry, oil-free basis because the weight of the paper would include both oil and water.

B.5 Example calculation for cellulosic insulation and mineral oil

Assume 1,5 % water in the cellulose paper insulation of an aged transformer. To compute the estimated bubble evolution temperature from the coil at a depth of 2,5 m from the top oil level of the large power transformer, the oil head has to be added to the gas space above oil. Assume the following parameters:

Water in paper	=	W_{WP}	=	1,5 %
External pressure	=			100 kPa
Oil head (2,5 m)	=			21,6 kPa
Total pressure	=	P_{Pres}	=	121,6 kPa
Gas content	=	V_g	=	4,0 %

Equation (B.2) results in an approximate bubble evolution temperature of 158 °C. With a gas content of 8 %, the bubble temperature drops by only about one degree.

B.6 Example calculation for high-temperature insulation and mineral oil

Studies indicate that some high-temperature insulation materials tend to have lower moisture content than cellulose-based insulation and consequently tend to initiate bubbling at higher temperatures. If the same transformer in the example above was manufactured with high-temperature insulation, the moisture content in the paper insulation could be as much as half that of the cellulose paper. Accordingly, 0,75 % moisture content results in an estimated bubbling temperature of approximately 186 °C with the same 4 % gas content in the mineral oil. Again, 8 % gas content only lowers the approximate bubbling temperature by one degree.

Annex C (informative)

Ester liquid and cellulose

C.1 General

Since the development of ester liquids for electrical applications began, independent researchers as well as producers and users have been investigating the esters' physical, chemical, and electrical properties. Some of the research studied the impact of ester liquids on other materials in functional and accelerated ageing experiments, observing a notable reduction in the ageing rate of cellulose insulating material. This ester/cellulose insulation ageing rate extends the range of application beyond that of mineral oil/cellulose systems by allowing higher load capabilities at higher temperatures without reducing the insulation life expectancy or increasing the size of a transformer.

C.2 Methodologies to assess insulation system ageing

The ageing characteristics of paper/mineral oil insulation systems for both kraft paper and thermally upgraded paper (TUP) are well known. Natural ester insulation systems are compared to the mineral oil systems using the same traditional methods of accelerated ageing of distribution transformers (functional life or "Lockie" test) [1,25,26]¹, and laboratory-scale sealed tube ageing tests [2-11,17,18,20,22,23,29] used to evaluate the mineral oil systems. These techniques typically measure the reduction in tensile strength and degree of polymerization (DP). The results are used to determine the life curves of the liquid/paper insulation. End-of-life data from multiple (at least three) temperatures are then combined to develop an Arrhenius plot. Two papers offer reviews of the paper/natural ester liquid insulation system accelerated ageing studies [13,24] utilized here.

C.3 Review of published research on ageing tests

All but one of the studies generating the sealed tube ageing data used here employ the time at temperature method, where measurements are made over time at a constant temperature. One study used a different approach where the temperature is held constant for a fixed period of time, then increased by a fixed increment over many time periods [20]. In this case, the time at each temperature is normalized to unit life and summed to obtain the total amount of ageing and included in the overall unit life ageing data.

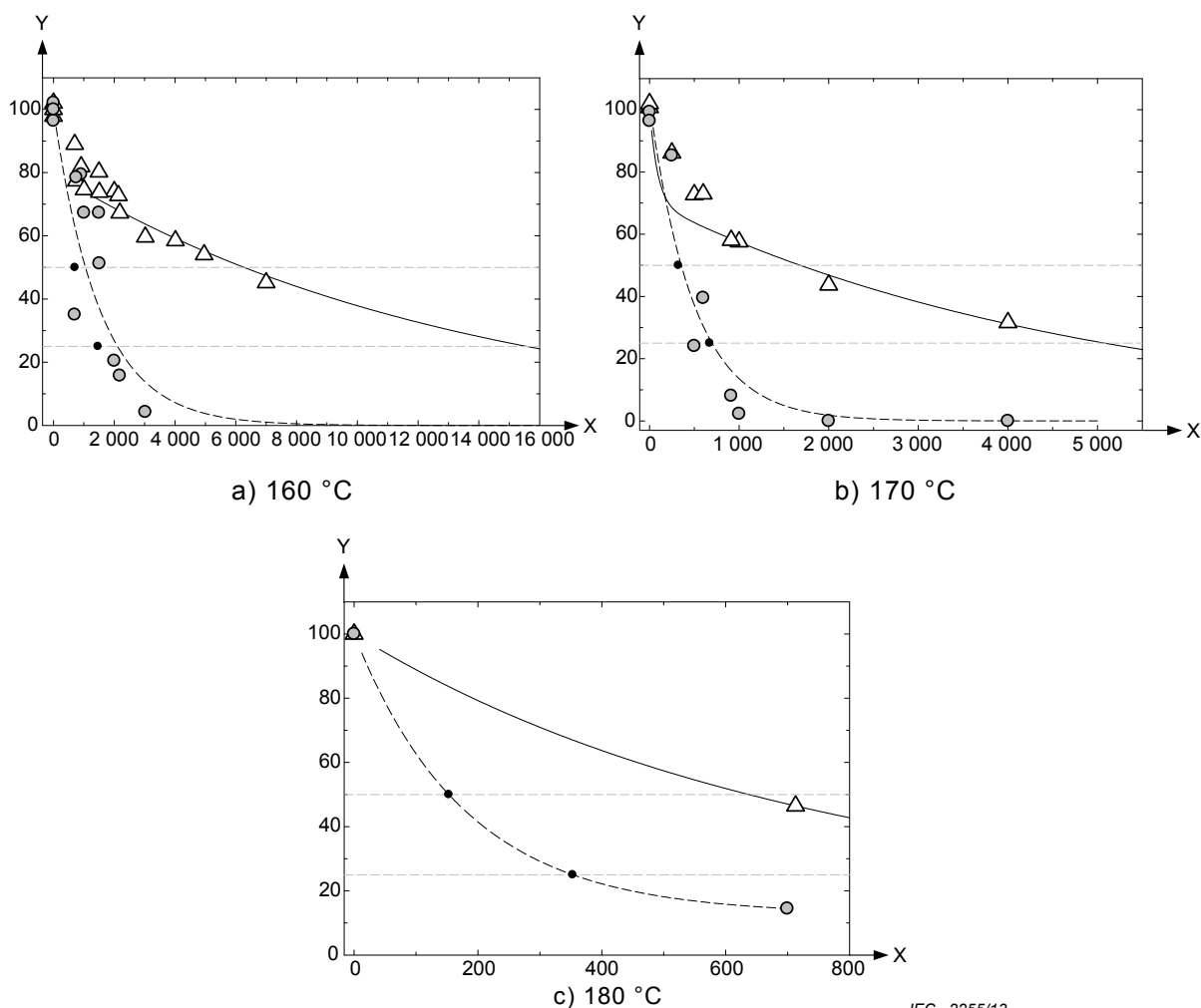
The ageing characteristics of both kraft paper and thermally upgraded papers in ester insulating liquid, as seen in both tensile strength and DP, degrade at a slower rate compared to that in mineral oil [2-11,17,18,20,22,23,29]. The results of functional life studies substantiate the slower degradation rates seen in the paper ageing studies [1,24]. Mechanisms have been proposed explaining this rate difference [10,11,19,21-23,27,28].

The ageing data used in Annex C to calculate unit life ageing curves are restricted to those from studies where a) insulating paper was subjected to accelerated ageing in both mineral oil and ester liquid, and b) insulating paper in mineral oil resulted in ageing rates approximating those calculated using the insulation life equations and end-of-life criteria given in the loading guide, IEEE C57.91-1995. These restrictions help ensure that each set of mineral oil and ester data are tested using the same procedure, and that the results are in line with the

¹ Numbers in square brackets refer to the references in Clause C.6.

mineral oil data, obtained over many decades, used to generate the unit life equations for the mineral oil insulation systems.

Figures C.1a), C.1b), and C.1c) show the tensile strength versus time at a constant temperature [4,13,18,24]. By normalizing the time at temperature data using the IEEE loading guide equations and end points, all of the data can be shown on one plot. Also, the composite data can be used to give a more reliable curve fit.



Key

X axis time (h)

Y axis tensile strength (% unaged)

- | | | |
|---|------------------|---------------------|
| △ | natural ester | 160 °C [13, 18, 24] |
| ○ | mineral oil | 170 °C [4, 24] |
| • | IEEE C57.91-1995 | 180 °C [13] |

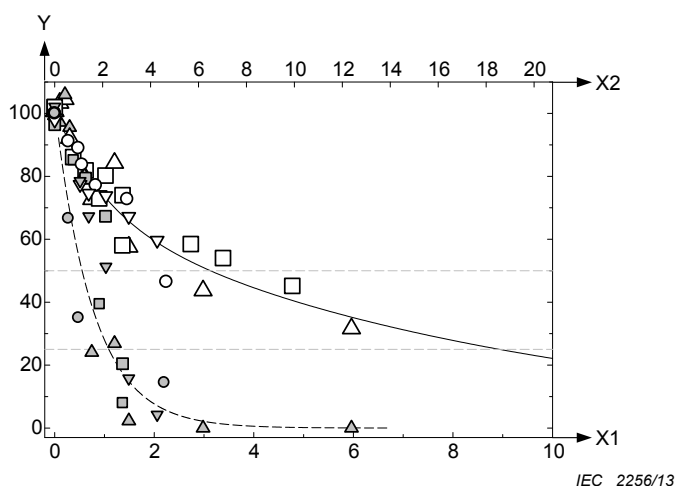
Figure C.1 – Tensile strength ageing results of TUP in mineral oil and natural ester liquid

For example, the 160 °C natural ester 50 % retained tensile strength estimated from Figure C.1a) is about 6 280 h. Using the IEEE C57.91-1995 mineral oil/TUP unit life equation, the unit life at 160 °C is 0,011. Therefore the 50 % retained tensile strength life in hours is the end point (65 000 h) multiplied by (unit life of 0,011) equals 706 h.

NOTE The historical sealed tube test hours intercept was 65 000 hours, but was changed to 180 000 hours in the revised version of IEEE C57.100.

The natural ester unit life is (6 280 h) divided by (706 h) equals 8,89. The composite result is shown in Figure C.2. Because two of the end-of-life points given in the loading guide are based on retained tensile strength (50 % and 25 % of original tensile strength), two unit life X axes are required for the Figure C.2 and C.4 tensile strength unit life graphs.

This is done for each mineral oil and natural ester liquid data point at each temperature and each end-of-life point. Figures C.1 and C.2 show the tensile strength of thermally upgraded paper, and Figures C.3 and C.4 show the DP results.



Key

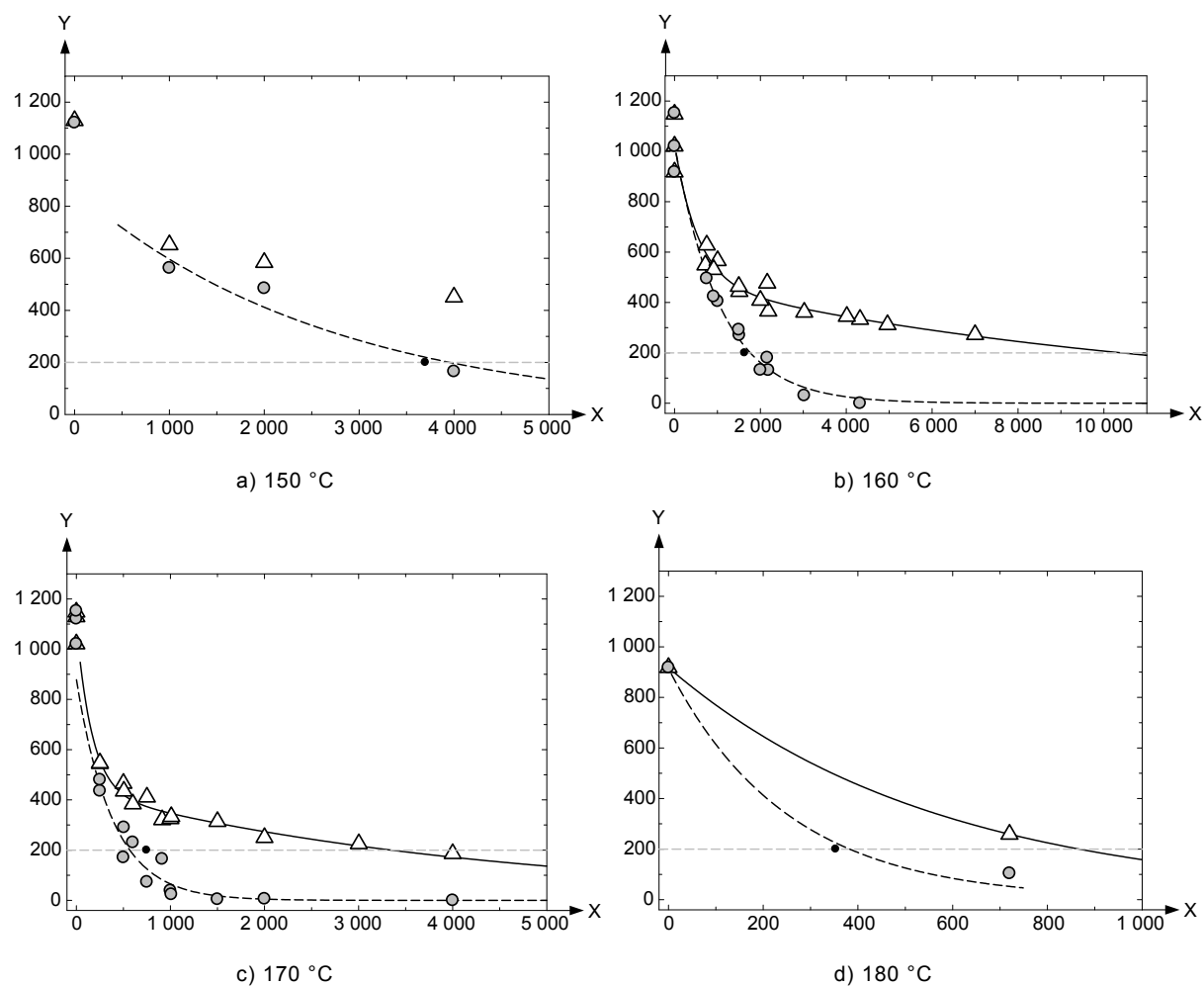
X1 axis IEEE unit life (time to 25 % retained tensile = 1)

X2 axis IEEE unit life (time to 50 % retained tensile = 1)

Y axis tensile strength (% unaged)

▲	Mineral oil 130 °C, 150 °C, 170 °C [4]	△	Natural ester 130 °C, 150 °C, 170 °C [4]
○	Mineral oil 140 °C, 160 °C, 180 °C [13]	○	Natural ester 140 °C, 160 °C, 180 °C [13]
▼	Mineral oil 160 °C [18]	▼	Natural ester 160 °C [18]
□	Mineral oil 160 °C, 170 °C [24]	□	Natural ester 160 °C, 170 °C [24]

Figure C.2 – Composite tensile strength ageing results of TUP in mineral oil and natural ester liquid

**Key**

X axis time (h)

Y axis degree of polymerization (DP)

- | | | |
|---|------------------|--------------------|
| △ | natural ester | 150 °C [4] |
| ○ | mineral oil | 160 °C [8, 18, 24] |
| • | IEEE C57.91-1995 | 170 °C [4, 18, 24] |
| | | 180 °C [8] |

IEC 2257/13

Figure C.3 – DP ageing results of TUP in mineral oil and natural ester liquid

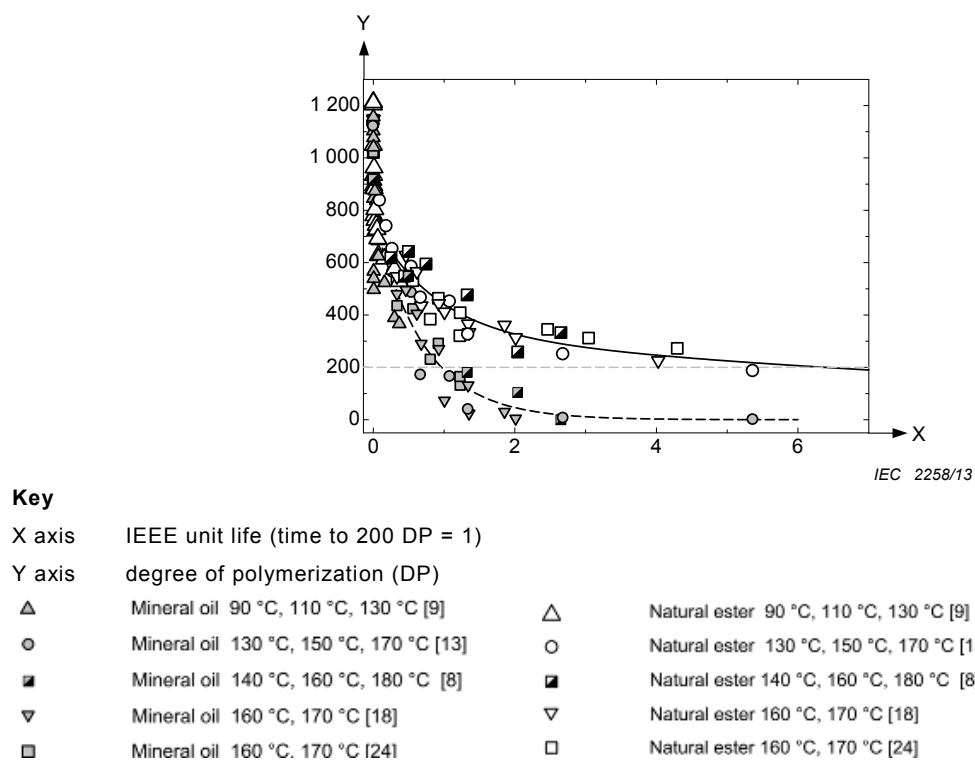


Figure C.4 – Composite DP ageing results of TUP in mineral oil and natural ester liquid

Figures C.5 to C.8 show a similar set of results for natural ester liquid/kraft paper combinations, which are again compared to the corresponding IEEE loading guide curve.

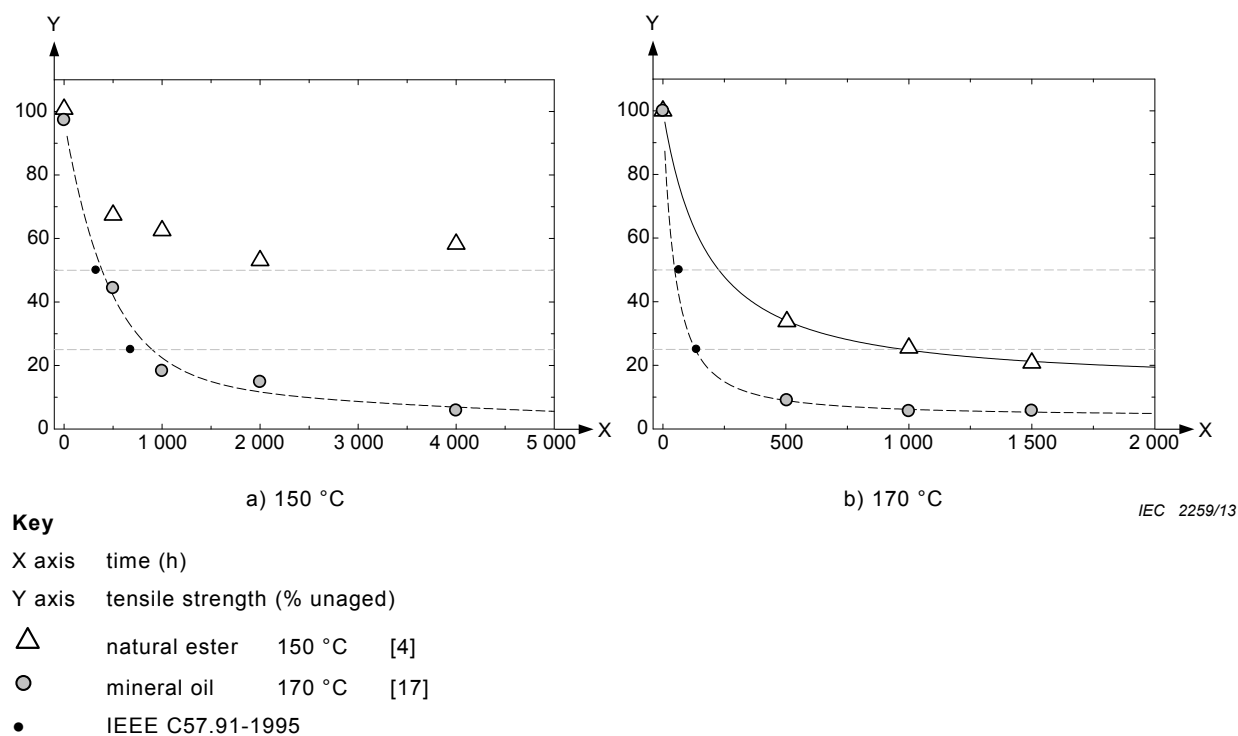


Figure C.5 – Tensile strength ageing results of kraft paper in mineral oil and natural ester liquid

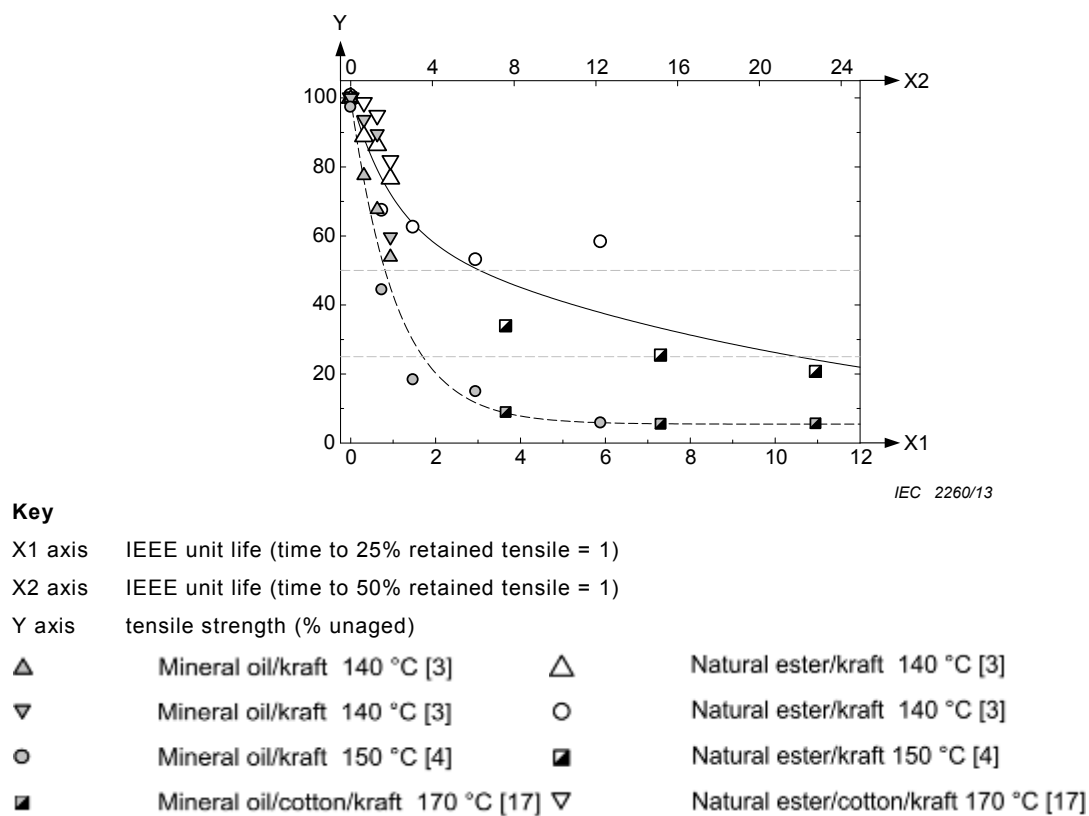


Figure C.6 – Composite tensile strength ageing results of kraft paper in mineral oil and natural ester liquid

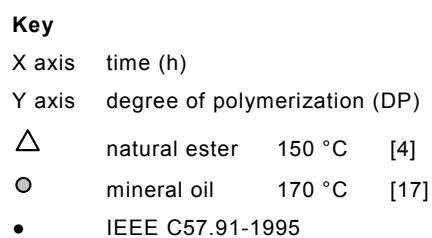
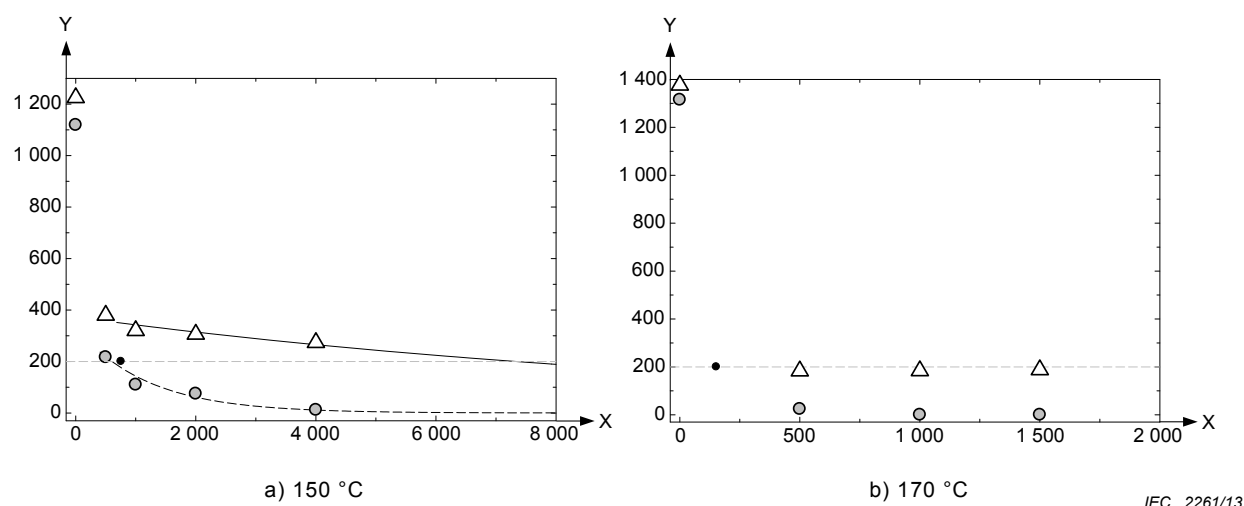
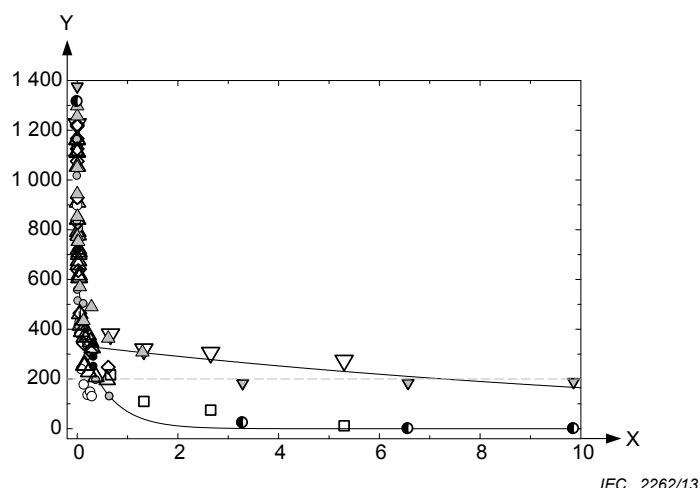


Figure C.7 – DP ageing results of kraft paper in mineral oil and natural ester liquid



Key

X axis IEEE unit life (time to 200 DP = 1)

Y axis degree of polymerization (DP)

○	Mineral oil 110 °C [5]	△	Natural ester 90 °C, 110 °C, 130 °C [21]
◐	Mineral oil 90 °C, 110 °C, 130 °C [21]	▽	Natural ester 150 °C [4]
□	Mineral oil 150 °C [4]	▼	Natural ester/cotton/kraft 170 °C [17]
●	Mineral oil/cotton/kraft 170 °C [17]	△	Natural ester [18]
◇	Mineral oil [18]		

Figure C.8 – Composite DP ageing results of kraft paper in mineral oil and natural ester liquid

C.4 Understanding the cellulose ageing differences between mineral oil and ester liquids

C.4.1 General

Three phenomena are responsible for the improved life performance of cellulose insulation when aged in natural ester liquid, and they all involve water. The first has to do with the partitioning of water between the cellulose and liquid. Water moves between cellulose and liquid trying to reach the same relative saturation in each material. The solubility limit (saturation point) of water in natural ester liquids is much higher: about 16 times higher at room temperature, and about 4 times higher at 100 °C, than that of mineral oil. The same is also true for synthetic esters, where the saturation point is around 40 times higher at room temperature and 10 times higher at 100 °C. Therefore, a greater amount of water will move from the paper into the liquid in order to reach the same relative saturation, leaving less water in the paper [19]. A calculation of water distribution between paper and liquid demonstrates this effect and the potential for drier cellulose in ester liquids.

The second phenomenon has to do with the chemical interaction of the water and liquid. One product of the cellulose ageing process is the generation of water. It is therefore expected that the water content of the cellulose increases during the ageing process, causing water to migrate from the paper into the liquid to equalize the relative saturation. This is exactly what happens in the case of mineral oil [12]. Because of the higher saturation limit, more water will move into the ester liquid. However, the water can chemically react with the natural ester (hydrolysis), which consumes water and produces free fatty acids. The net result is that the water content of the ester remains constant (or decreases) as the cellulose ages [4,19,27,29]. Because the hydrolysis reaction also generates free fatty acids, the acid number increases at a higher rate compared to the mineral oil system. Although the sealed tube studies showing the reduced cellulose ageing rate are done at elevated temperatures, the beginnings of these first two phenomena can be seen at normal transformer operating temperatures [27].

The third phenomenon involves a change in the cellulose structure via a chemical reaction with the free fatty acids produced by hydrolysis – a process termed trans-esterification [19,22,23,28].

C.4.2 Moisture depletion

The evolution of moisture in cellulose with ester liquids and mineral oils in sealed vessel tests has been measured and reported by several researchers [5,6,19,29]. In all of this data it is clear that the trend of moisture content in the mineral oil is upward with ageing time. In some of the reports, the moisture content of the cellulose immersed in mineral oil is also given and this is higher at the end than at the beginning of the ageing tests. On the other hand, there is an initial increase in the moisture content in the ester to a peak and then a considerable decline for the rest of the ageing period. The moisture content of the cellulose immersed in ester liquids at the end of the ageing tests is also lower than at the start of the tests. At a constant temperature, an increase in the moisture content of liquid has to be matched by an increase in the moisture content of the cellulose in order to maintain equilibrium. Conversely, a decrease in the moisture content in the liquid will result in a decrease in the moisture content of the cellulose. The behavior of moisture in liquid measurements from these experiments suggests acceleration of the ageing rate in mineral oil as compared to a slower ageing rate in ester.

Similar results were observed during functional life tests of distribution transformers filled with natural ester liquid. At each endpoint during a series of functional life tests of natural ester-filled distribution transformers [4], liquid samples were drawn to check the liquid quality. Contrary to what is expected from the behavior of moisture in mineral oil, the moisture content in the natural ester rises initially with ageing time, peaks, and then declines for the rest of the test. The loss of water in the insulation system is a mystery since more water is supposed to be produced from the breakdown of the cellulose with ageing time. The physics of moisture dynamics precludes re-absorption of the water into the cellulose at such a high temperature. A likely explanation of the behavior of moisture during ageing of cellulose in natural ester liquids may be found in C.4.4. At any rate, it is clear that the reduced moisture content in the system results in a lower rate of degradation of the natural ester liquid impregnated cellulose.

C.4.3 Moisture solubility

Subclause C.3.4 reports on calculation of moisture migration and equilibrium in a liquid/paper system representative of a 138 kV 50 MVA power transformer [13]. It is assumed that the insulation system in the transformer originally contains 2 % by weight of water. The transformer is then filled with dried natural ester liquid (20 mg/kg moisture content) or dried mineral oil (3 mg/kg moisture content) at room temperature. The temperature of the system is then increased and the moisture between the liquid and cellulose allowed to reach equilibrium. Two temperatures (80 °C and 100 °C) were investigated in this exercise. The final equilibrium moisture in the cellulose in each case was calculated using Oommen's moisture equilibrium methodology [14]. The cycle was simulated for three concurrent cycles to see the cumulative effect on moisture content of the cellulose in mineral oil and the natural ester liquid.

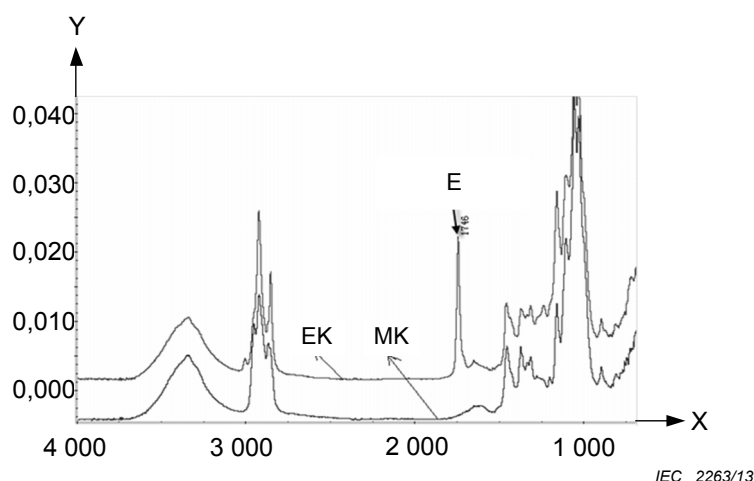
Table C.1 shows the results of all calculations for the natural ester and mineral oil at 80 °C equilibrium temperatures. The results present consistently lower moisture content in the solid insulation in the presence of natural ester liquid as compared to mineral oil. The simulations also show that because of high moisture solubility in natural ester liquid and greater ability to draw moisture from the solid insulation, there is a possibility to dry a transformer insulation system with several passes of replacing the wet liquid with dry liquid. The overall lower moisture content of cellulose insulation in natural ester liquid would partly contribute to the lower ageing rate measured in the ageing experiments presented above.

Table C.1 – Effect of moisture solubility limits on cellulose moisture reduction

Liquid type	Pass #1		Pass #2		Pass #3	
	Natural ester	Mineral oil	Natural ester	Mineral oil	Natural ester	Mineral oil
Starting moisture in cellulose (%)	2,00	2,00	1,64	1,93	1,39	1,86
Starting moisture in liquid (mg/ kg)	20	3	20	3	20	3
Final moisture in cellulose (%)	1,64	1,93	1,39	1,86	1,21	1,80
Final moisture in liquid (mg/ kg)	359	69	255	65	190	61

C.4.4 Trans-esterification

Evidence of trans-esterification occurring in the natural ester/cellulose insulation systems has been seen using Fourier transform infrared spectroscopy (FT-IR) [6,19,23,28], nuclear magnetic resonance (NMR) [19], and x-ray photoelectron spectroscopy (XPS) [22]. Liao et al. [6] report on infrared spectra of kraft paper aged in mineral oil and in natural ester liquid at 110 °C for 175 days. The spectra are shown in Figure C.9. The data shows a coincidence of most of the spectra peaks between the two aged papers. However, there is an exceptional peak at 1 746 cm^{-1} wavelength in the spectrum of the paper aged in natural ester liquid, but it is absent in the spectrum of the paper aged in mineral oil. The authors report that the value of this peak increased with ageing time. The location of the peak is attributed to the carbonyl band to which the ester group belongs. The conclusion by the authors is that as a result of the ageing in vegetable oil, the carbon framework of the cellulose structure changed and an ester group was bonded to a carbon atom.



Key

X axis wave numbers (cm^{-1})

Y axis absorbance

EK kraft paper aged in natural ester liquid

MK kraft paper aged in mineral oil

E ester group in paper aged in natural ester liquid

Figure C.9 – Infrared spectra of kraft paper aged in liquid at 110 °C for 175 days

The progression of this modification is given in [6] as such: water reacts with the triglycerides that make up the natural ester via hydrolysis to produce long chain fatty acid. In the hydrolysis phase, three water molecules are needed to add –H and –OH groups to break the ester bond [15]. The result gives one molecule of glycerol and three molecules of long chain fatty acids.

The long chain fatty acids then bond to the cellulose structure via a process called trans-esterification, which is described by Chauvelon et al [16]. Liao et al. [6] state in their paper that the long chain fatty acids attached to the cellulose appear to form a barrier to water ingress and with that a decline in the rate of deterioration of the cellulose insulation.

C.5 Temperature limits

The natural ester curves shown in Figures C.10 and C.11 were calculated by fitting “ a ” in Equation (1) to the end points from Figures C.1 to C.8. Refer to A.2 in Annex A for more information on the development of ageing curves and extrapolating to the thermal index. The calculated constants and resulting temperature indices are tabulated in Table C.2 and are compared to the IEEE references.

$$\text{unit life}(T) = a \times e^{\frac{15\,000}{(T+273)}} \quad (\text{C.1})$$

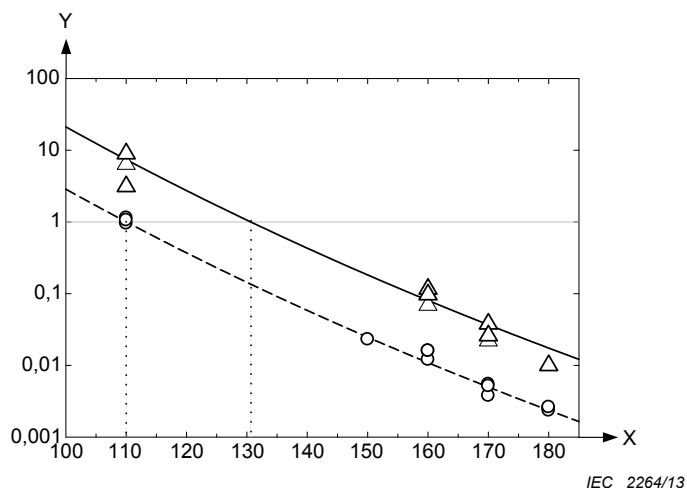
where

- T is the temperature in Celsius;
- e is the base of the natural logarithm (2,718...);
- a is a constant with the dimension hour.

Table C.2 – Comparison of ageing results

	Constant a	Temperature T °C	Thermal index	Thermal class
IEEE mineral oil/thermally upgraded paper	$9,80 \times 10^{-18}$	110,0	110	120
Natural ester liquid/thermally upgraded paper	$7,25 \times 10^{-17}$	130,6	130	140
IEEE mineral oil/kraft paper	$2,00 \times 10^{-18}$	95,1	95	105
Natural ester liquid/kraft paper	$1,06 \times 10^{-17}$	110,8	110	120

Based on these curves, the thermal index for the natural ester liquid/kraft paper system is 110 °C, resulting in a thermal class of 120. The natural ester liquid/thermally upgraded paper unit thermal index is 130 °C, resulting in a thermal class of 140. Using these effective thermal classes, temperature limits similar to Tables 4 and 6 can be developed and are shown in Tables C.3 and C.4.



Key

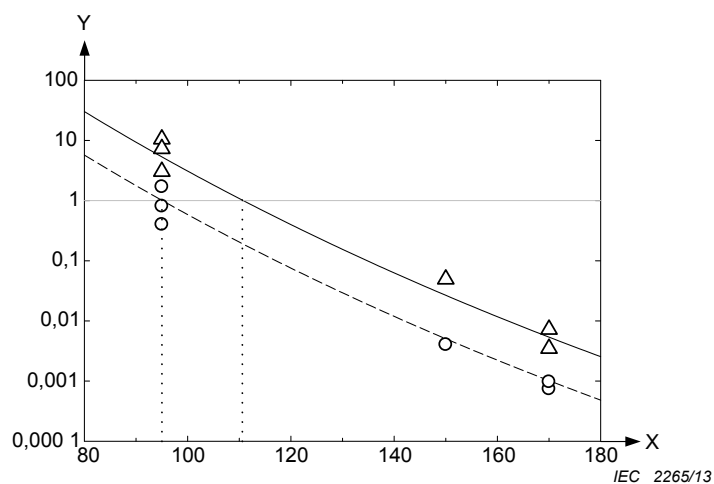
X axis temperature (°C)

Y axis unit life

△ natural ester — $a = 7,25 \times 10^{-17}$

○ mineral oil --- $a = 9,80 \times 10^{-18}$ (IEEE 110°C hot-spot)

Figure C.10 – Unit life versus temperature of TUP ageing data (least squares fit)



Key

X axis temperature (°C)

Y axis unit life

△ natural ester — $a = 1,06 \times 10^{-17}$

○ mineral oil --- $a = 2,00 \times 10^{-18}$ (IEEE 95°C hot-spot)

Figure C.11 – Unit life versus temperature of kraft paper ageing data (least squares fit)

Table C.3 – Maximum temperature rise for ester liquid/cellulose insulation systems

	Kraft paper	Thermally upgraded paper
Effective insulation thermal class	120	140
Top liquid temperature rise (K)	90	90
Average winding temperature rise (K)	75	95
Hottest spot temperature rise (K)	90	110
NOTE 1 Essentially oxygen-free applications where the liquid preservation system effectively prevents the ingress of air into the tank.		
NOTE 2 The temperature rise limits shown are based on normal cooling medium temperatures according to IEC 60076-1. For alternate ambient temperature conditions, see IEC 60076-2.		

Table C.4 – Suggested maximum overload temperature limits for ester liquid/cellulose insulation systems

	Kraft paper	Thermally upgraded paper
Effective insulation thermal class	120	140
Top liquid temperature with normal cyclic loading (°C)	130	130
Top liquid temperature with long-time emergency loading (°C)	140	140
Top liquid temperature with short-time emergency loading (°C)	140	140
Insulation hot-spot temperature with normal cyclic loading (°C)	130	150
Insulation hot-spot temperature with long-time emergency loading (°C)	140	160
Insulation hot-spot temperature with short-time emergency loading (°C)	160	180
NOTE Essentially oxygen-free applications where the liquid preservation system effectively prevents the ingress of air into the tank.		

C.6 References

- 1) R. Berti, F. Barberis, *Experimental characterization of ester based oils for the transformer insulation*, 19th Intl. Conf. Electricity Distribution, May 21-24, 2007, Vienna, Austria, Paper 0555
- 2) R. Asano Jr., L. Cheim, D. B. Cherry, C. C. Claiborne, L. C. Bates, J.C. Duart, E. W. Key, *Thermal evaluation of cellulosic board in natural ester fluid for hybrid insulation systems*, 78th Intl. Conf. of Doble Clients, March 27-31, 2011, Boston, USA, Paper IM-01
- 3) M.S. Shim, *Comparative evaluation of ageing of insulating material in natural ester and mineral oil*, IEEE/DEIS and CSEE Intl. Conf. on High Voltage Engineering and Application, Oct. 11-14, 2010, New Orleans, USA, pp. 393-396
- 4) C. P. McShane, K. J. Rapp, J. L. Corkran, G. A. Gauger, J. Luksich, *Ageing of paper insulation in natural ester dielectric fluid*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Exposition, Vol. 2, Oct. 28 – Nov. 2, 2001, Atlanta, USA, pp. 675-679
- 5) C. P. McShane, K. J. Rapp, J. L. Corkran, G. A. Gauger, J. Luksich, *Ageing of Kraft paper in natural ester dielectric fluid*, IEEE 14th Intl. Conf. on Dielectric Liquids, July 7-12, 2002, Graz, Austria, pp. 173-177
- 6) R.J. Liao, S.W. Liang, L.J. Yang, C.X. Sun, H.G. Sun, *The improvement of resisting thermal ageing performance for ester-immersed paper insulation and study on its reason*, IEEE Conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, October 26-29, 2008, Québec City, Canada, pp. 118-121
- 7) S. Tenbohlen, M. Koch, *Ageing performance and moisture solubility of vegetable oils for power transformers*, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 25, No. 2, April 2010, pp. 825-830
- 8) T. V. Oommen, H. D. Le, C. C. Claiborne, E. J. Walsh, J. P. Baker, *Enhanced cellulosic insulation life in a high oleic vegetable oil dielectric fluid*, 69th Intl. Conf. Doble Clients, April 7-12, 2002, Boston, USA, Paper 3C
- 9) R. Liao, B. Xiang, L. Yang, C. Tan, *Study on the thermal ageing characteristics and bond breaking process of oil-paper insulation in power transformer*, IEEE Intl. Symposium Electrical Insulation, June 9-12, 2008, Vancouver, Canada, pp. 291-296
- 10) S.W. Liang, R.J. Liao, L.J. Yang, H.G. Sun, B. Xiang, *Study on the accelerated thermal ageing of nature ester-paper insulation and mineral oil-paper insulation*, Proc. CSEE, Vol. 28, No. 25, Sept. 5, 2008, pp. 20-24
- 11) L.J. Yang, R.J. Liao, H.G. Sun, C.X. Sun, J. Li, *Contrasting analysis and investigation on properties and products of oil-paper during thermal ageing process*, Proc. CSEE, Vol. 28, No. 22, Aug. 5, 2008, pp. 53-58
- 12) H. Yoshida, Y. Ishioka, T. Suzuki, T. T. Yanari, T. Teranishi, *Degradation of insulating materials of transformers*, IEEE Trans. Electrical Insulation, Vol. EI-22, No. 6, 1987, pp. 795-800
- 13) G. K. Frimpong, T. V. Oommen, R. Asano, *A survey of ageing characteristics of cellulose insulation in natural ester and mineral oil*, IEEE Electrical Insulation Magazine, Volume 27, No. 5, Sept/Oct 2011
- 14) T. V. Oommen, *Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems*, Proc. 16th Electrical/Electronics Insulation Conf., October, 1983, Chicago, USA, pp. 162-166
- 15) T. E. Thorpe, A Dictionary of Applied Chemistry, Vol. IV, 1913, Longmans, Green and Co., London, p. 637
- 16) G. Chauvelon et al., *Acidic activation of cellulose and its esterification by long-chain fatty acid*, J. Applied Polymer Science, Vol. 74, No. 8, Nov. 1999, pp. 1933-1940
- 17) C. P. McShane, K. J. Rapp, J. L. Corkran, J. Luksich, *Ageing of cotton/Kraft blend insulation paper in natural ester dielectric fluid*, TechCon Asia-Pacific, May 7-9, 2003, Sydney Australia

- 18) C. P. McShane, J. L. Corkran, K. J. Rapp, J. Luksich, *Ageing of paper insulation retrofilled with natural ester dielectric fluid*, Conf. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Oct. 19-22, 2003, Albuquerque, USA, pp. 124-127
- 19) K. J. Rapp, C. P. McShane, J. Luksich, *Interaction mechanisms of natural ester dielectric fluid and Kraft paper*, IEEE 15th Intl. Conf. Dielectric Liquids, June 26 – July 1, 2005, Coimbra, Portugal, pp. 393-396
- 20) M. A. G. Martins, *É o óleo vegetal, uma alternativa ao óleo mineral para uso em transformadores? Estudo da degradação térmica do Sistema óleo vegetal/papel Kraft versus óleo mineral/papel Kraft*, XII ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, May 20-24, 2007, Foz do Iguaçu-Pr, Brazil, Paper A2.02
- 21) R.J. Liao, F.M. Sang, G. Liu, L.J. Yang, *Study on neutral acid and water dissolved in oil for different types of oilpaper insulation compositions of transformers in accelerated ageing tests*, Proc. CSEE, Vol. 30, No. 4, Feb. 5, 2010, pp. 125-131
- 22) L. Yang, R. Liao, C. Sun, J. Yin, M. Zhu, *Influence of vegetable oil on the thermal ageing rate of Kraft paper and its mechanism*, IEEE/DEIS and CSEE Intl. Conf. on High Voltage Engineering and Application, Oct. 11-14, 2010, New Orleans, USA, pp. 381-384
- 23) R.J. Liao, J. Hao, L.J. Yang, S.W. Liang, J.G. Yin, *Improvement on the anti-ageing properties of power transformers by using mixed insulating oil*, Intl. Conf. High Voltage Engineering and Application, Oct. 11-14, 2010, New Orleans, USA, pp. 588-591
- 24) K. J. Rapp, J. Luksich, *Review of Kraft paper/natural ester fluid insulation system ageing*, 17th Intl. Conf. on Dielectric Liquids, June 27-30, 2011, Trondheim, Norway, Paper 110
- 25) C. C. Claiborne, E. J. Walsh, T. V. Oommen, *An agriculturally based biodegradable dielectric fluid*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conf., Vol. 2, April 11-16, 1999, New Orleans, USA, pp. 879-881
- 26) C. P. McShane, G.A. Gauger, J. Luksich, *Fire resistant natural ester dielectric fluid and novel insulation system for its use*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conf., Vol. 2, April 11-16, 1999, New Orleans, USA, pp. 890-894
- 27) A.W. Lemm, K.J. Rapp, J. Luksich, *Effect of natural ester (vegetable oil) dielectric fluid on the water content of aged paper insulation*, EIA/IEEE 10th Insucon Intl. Electrical Insulation Conf., May 24-26, 2006, Birmingham, UK
- 28) J. Hao, L.-J. Yang, R.-J. Liao, J. Li, J.-G. Yin, *Mechanism investigation on delaying of the thermal ageing rate of oil-paper insulation with mixture insulating oil*, Proc. CSEE, Vol. 30, No. 19, July 5, 2010, pp. 120-126
- 29) H. P. Gasser, C. Krause, M. Lashbrook, R. Martin, *Ageing of pressboard in different insulating liquids*, 17th Intl. Conf. on Dielectric Liquids, June 27-30, 2011, Trondheim, Norway, Paper 83

Annex D (normative)

Insulation system coding

D.1 General

This Annex D defines nameplate coding used to describe the insulation system characteristics. The specific items are: the type of insulation system, the thermal class and the winding insulation type for each winding, if they are not all the same. In practice, the code may be used as a single line entry on the nameplate, or it may be used as individual entries associated with each winding, in conjunction with the voltage and current ratings. The single line code begins with the prefix “EIS” to designate Electrical Insulation System identification, followed by additional variable characters defined in D.2. The prefix is optional when identification is associated with each winding.

D.2 Basic code structure

Code format EIS:ABBBCDD:ABBBCDD:ABBBCDD...

Part A: winding insulation system type

- C: conventional insulation system
- Y: hybrid insulation system
- Z: high-temperature insulation system

Part B: winding insulation system thermal class

- 105
- 120
- 130
- 140
- 155
- 180
- 200
- 220

Part C: hybrid winding type

- S: semi-hybrid
- M: mixed hybrid
- F: full hybrid

Part D: winding designation (blank except when windings are different)

- LV: low voltage winding
- HV: high voltage winding
- TV: tertiary winding
- RV: regulating winding

NOTE Only the most common winding types are identified here. Other suitable abbreviations are acceptable for other winding types.

D.3 Single line identification

The code is formed in a single line with different winding information concatenated with a colon separator. The following examples serve to illustrate the identifying code.

NOTE When multiple windings are shown, the duplicate information after the first winding can be omitted.

Example 1: EIS:Z180

This code defines a transformer with a high-temperature insulation system, rated at 180 for all windings.

Example 2: EIS:Y155F

This code defines a transformer with a full hybrid winding insulation, rated at 155 for all windings.

Example 3: EIS:Y180FLV:SHV:C105RV

This code defines a transformer with a full hybrid low voltage winding, using an insulation system rated 180; a semi-hybrid high voltage winding, with an insulation system rated 180; and a conventional regulating winding.

Example 4: EIS:Y180MRV:155FLV:HV:130STV

This code defines a transformer with a mixed hybrid regulating winding using an insulating system rated 180; full hybrid low voltage and high voltage windings, using an insulation system rated 155; and a semi-hybrid tertiary winding, with an insulation system rated 130.

D.4 Winding association identification

The code is placed on the nameplate in the location where voltage and current for each individual winding is labelled. The following examples serve to illustrate the identifying code.

NOTE The “EIS” prefix is optional and can be omitted.

Example 1:

LV winding	EIS:Z180
HV winding	EIS:Z180

This code defines a transformer with a high-temperature insulation system, rated at 180 for all windings.

Example 2:

LV winding	EIS:Y155F
HV winding	EIS:Y155F
TV winding	EIS:Y155F
RV winding	EIS:Y155F

This code defines a transformer with a full hybrid winding insulation, rated at 155 for all windings.

Example 3:

LV winding	EIS:Y180F
HV winding	EIS:Y180S
RV winding	EIS:C105

This coding defines a transformer with a full hybrid low voltage winding, using an insulation system rated 180; a semi-hybrid high voltage winding, with an insulation system rated 180; and a conventional regulating winding.

Example 4:

LV winding	EIS:Y155F
HV winding	EIS:Y155F
TV winding	EIS:Y130S
RV winding	EIS:Y180M

This coding defines a transformer with a mixed hybrid regulating winding using an insulating system rated 180; full hybrid low voltage and high voltage windings, using an insulation system rated 155; and a semi-hybrid tertiary winding, with an insulation system rated 130.

Bibliography

IEC 60050 (all parts), *International Electrotechnical Vocabulary*(available at www.electropedia.org)

IEC 60076-4, *Power transformers – Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors*

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

IEC 60216-1, *Electrical insulating materials – Properties of thermal endurance – Part 1: Ageing procedures and evaluation of test results*

IEC 60317 (all parts), *Specifications for particular types of winding wires*

IEC 60422, *Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*

IEC 60505, *Evaluation and qualification of electrical insulation systems*

IEC 60554-3 (all parts), *Specification for cellulosic papers for electrical purposes – Part 3: Specifications for individual materials*

IEC 60567, *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gas – Guidance*

IEC 60599, *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide for the interpretation of dissolved and free gases analysis*

IEC 60641-3 (all parts), *Pressboard and presspaper for electrical purposes – Part 3: Specifications for individual materials*

IEC 60674-3 (all parts), *Plastic films for electrical purposes – Part 3: Specifications for individual materials*

IEC 60819-3 (all parts), *Non-cellulosic papers for electrical purposes – Part 3: Specifications for individual materials*

IEC 60851-4, *Winding wires – Test methods – Part 4: Chemical properties*

IEC 60867, *Insulating liquids – Specifications for unused liquids based on synthetic aromatic hydrocarbons*

IEC 60893-3 (all parts), *Insulating materials – Industrial rigid laminated sheets based on thermosetting resins for electrical purposes – Part 3: Specifications for individual materials*

IEC 60944, *Guide for the maintenance of silicone transformer liquids*

IEC 60970, *Insulating liquids – Methods for counting and sizing particles*

IEC 61039, *Classification of insulating liquids*

IEC 61100, *Classification of insulating liquids according to fire-point and net calorific value*

IEC 61203, *Synthetic organic esters for electrical purposes – Guide for maintenance of transformer esters in equipment*

IEC 61212-3 (all parts), *Insulating materials – Industrial rigid round laminated tubes and rods based on thermosetting resins for electrical purposes – Part 3: Specifications for individual materials*

IEC 61378-3, *Convertor transformers – Part 3: Application guide*

IEC 61629-1, *Aramid pressboard for electrical purposes – Part 1: Definitions, designations and general requirements*

IEC/TS 62332-1, *Electrical insulation systems (EIS) – Thermal evaluation of combined liquid and solid components – Part 1: General requirements*

ISO 2592, *Determination of flash and fire points – Cleveland open cup method*

ISO 2719, *Determination of flash-point – Pensky-Martens closed cup method*

IEEE 62, *IEEE Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus – Part 1: Oil filled power transformers, regulators and reactors*

IEEE 1276-1997, *IEEE Guide for the application of high-temperature insulation materials in liquid-immersed power transformers*

IEEE C57.91-1995, *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*

IEEE C57.100-1999, *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers*

IEEE C57.100-2011, *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers*

IEEE C57.147, *IEEE Guide for the acceptance and maintenance of natural ester fluids in transformers*

ASTM D6871, *Standard specification for natural (vegetable oil) ester fluids used in electrical apparatus*

CIGRE TF D1.01.10., *Ageing of cellulose in mineral oil insulated transformers – Brochure CIGRE N°323 (October 2007)*

EPRI Report EL-6761, March 1990, *Bubble generation during transformer overload*

L. Dix, P.J. Hopkinson, *Tapchangers for de-energized operation in natural ester fluid, mineral oil and silicone*, Proc. IEEE – PES Transmission and Distribution Conf., pp. 40 – 44, May 2006

J. Jalbert, R. Gilbert, P. Tetreault, B. Morin, D. Lessard-Deziel, *Identification of a chemical indicator of the rupture of 1,4- β -glycosidic bonds of cellulose in an oil-impregnated insulating paper system* – Cellulose DOI 10.2007/s 10570-007-9124-1 – June 2007

L.E. Lundgaard, W. Hansen, S. Ingebrigtsen, D.Linhjell, M. Dahlund, *Ageing of Kraft paper by acid catalized hydrolysis* – IEEE Dielectric liquids, ICDL 2005, 26 June – 1 July, pp. 381 – 384

L.E. Lundgaard, O. Lillevik, K.B. Liland (SINTEF), *Verification of paper condition in aged transformers*, CIGRE colloquium A2/D1.01 – Bruges – October 2007

Oommen, T.V., *Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems*, Proc. Electrical Insulation Conference, Chicago, October 3-6, 1983

S. Tenbohlen, M. Jovalekic, L. Bates, R. Szewczyk, *Water Saturation Limits and Moisture Equilibrium Curves of Alternative Insulation Systems*, CIGRE colloquium A2/D1 – Kyoto – September 2011

O.M. Zodeh and R.J. Whearty, *Thermal Characteristics of a Meta-Aramid and Cellulose Insulated Transformers at Load Beyond Nameplate*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12 No. 1 January 1997

Norwegian standard NEK 240-1 (2001), third edition, with the following English title, *Insulating oils, requirements, supervision and maintenance part 1: transformers, switchgear and associated oil-filled equipment*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	61
INTRODUCTION.....	63
1 Domaine d'application	64
2 Références normatives	64
3 Termes et définitions	65
4 Systèmes d'isolation	68
4.1 Généralités.....	68
4.2 Types d'isolation des enroulements.....	69
4.2.1 Généralités.....	69
4.2.2 Récapitulatif des types d'isolation d'enroulement/de système	69
4.2.3 Types d'enroulements hybrides	70
4.2.4 Enroulement à isolation haute température.....	74
5 Limites d'échauffement.....	75
5.1 Généralités.....	75
5.2 Papier thermiquement amélioré (TUP).....	76
5.3 Cellulose utilisée dans l'ester liquide	77
6 Composants et matériaux	77
6.1 Généralités.....	77
6.2 Fils et câbles	77
7 Considérations particulières de conception.....	78
7.1 Considérations de court-circuit	78
7.2 Exigences diélectriques	78
7.3 Exigences de température	78
7.4 Surcharge	79
8 Informations exigées	81
8.1 Informations à fournir par l'acheteur	81
8.1.1 Températures ambiantes et cycle de charge.....	81
8.1.2 Autres conditions de service inhabituelles	81
8.2 Informations à fournir par le fabricant	81
8.2.1 Caractéristiques thermiques	81
8.2.2 Garanties	81
9 Plaque signalétique et informations supplémentaires.....	81
9.1 Plaque signalétique	81
9.2 Manuel du transformateur.....	82
10 Exigences d'essai.....	82
10.1 Essais individuels, essais de type et essais spéciaux	82
10.2 Analyse des gaz dissous	82
10.3 Transformateurs compacts à refroidissement OD	82
10.4 Evaluation des essais d'échauffement pour les enroulements à points chauds multiples	83
10.5 Essais de type diélectriques	84
11 Surveillance, diagnostic et maintenance	85
11.1 Généralités.....	85
11.2 Transformateurs remplis d'huile minérale isolante	85
11.3 Transformateurs remplis de liquide isolant haute température	85
Annexe A (informative) Matériaux isolants	86

Annexe B (informative) Augmentation rapide de la température et formation de bulles	94
Annexe C (informative) Ester liquide et cellulose	97
Annexe D (normative) Codage des systèmes d'isolation	114
Bibliographie.....	117
Figure 1 – Exemple d'enroulements à isolation semi-hybride	71
Figure 2 – Exemple d'enroulements à isolation mixte	72
Figure 3 – Exemple d'enroulements à isolation hybride complète	73
Figure 4 – Exemple de système d'isolation haute température	74
Figure 5 – Conducteur de gradient thermique au liquide	79
Figure 6 – Schéma de température modifié pour les enroulements avec système d'isolation mixte	84
Figure A.1 – Exemple de graphique d'endurance thermique	88
Figure B.1 – Diagramme de température d'évolution des bulles	95
Figure C.1 – Résultats de vieillissement de la résistance à la traction pour le TUP dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide	99
Figure C.2 – Résultats composites de vieillissement de la résistance à la traction pour le TUP dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide	100
Figure C.3 – Résultats de vieillissement du degré de polymérisation pour le papier thermiquement amélioré dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide	101
Figure C.4 – Résultats composites de vieillissement du degré de polymérisation pour le TUP dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide	102
Figure C.5 – Résultats de vieillissement de la résistance à la traction pour le papier kraft dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide	103
Figure C.6 – Résultats composites de vieillissement de la résistance à la traction pour le papier kraft dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide	104
Figure C.7 – Résultats de vieillissement du degré de polymérisation pour le papier kraft dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide	104
Figure C.8 – Résultats composites de vieillissement du degré de polymérisation pour le papier kraft dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide	105
Figure C.9 – Spectres infrarouges du papier kraft vieilli dans un liquide à 110 °C pendant 175 jours	108
Figure C.10 – Représentation de la durée de vie unitaire/température des données de vieillissement du TUP (ajustement par les moindres carrés)	109
Figure C.11 – Représentation de la durée de vie unitaire/température des données de vieillissement du papier kraft (ajustement par les moindres carrés).....	110
Tableau 1 – Classes thermiques préférentielles pour les systèmes d'isolation	68
Tableau 2 – Comparaison des types d'isolation d'enroulement/de système	70
Tableau 3 – Limites maximales d'échauffement continu pour les transformateurs avec systèmes d'isolation hybride	76
Tableau 4 – Limites maximales d'échauffement continu pour les transformateurs avec systèmes d'isolation haute température	76
Tableau 5 – Limites maximales de température de surcharge suggérées pour les transformateurs avec systèmes d'isolation hybride.....	80
Tableau 6 – Limites maximales de température de surcharge suggérées pour les transformateurs avec systèmes d'isolation haute température.....	80
Tableau A.1 – Propriétés typiques des matériaux d'isolation solides	91

Tableau A.2 – Emaux typiques pour isolation de fil	92
Tableau A.3 – Caractéristiques de performance typiques des liquides isolants neufs	93
Tableau C.1 – Effet des limites de solubilité de l'humidité sur la diminution de l'humidité dans la cellulose	107
Tableau C.2 – Comparaison des résultats de vieillissement	109
Tableau C.3 – Echauffement maximal pour les systèmes d'isolation à base d'ester liquide et de cellulose	110
Tableau C.4 – Limites maximales de température de surcharge suggérées pour les systèmes d'isolation à base d'ester liquide et de cellulose	111

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

**Partie 14: Transformateurs de puissance immergés dans du liquide
utilisant des matériaux isolants haute température**

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) Il convient que tous les utilisateurs s'assurent 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 60076-14 a été établie par le comité d'études 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

Cette première édition de la CEI 60076-14 est une Norme internationale qui annule et remplace la deuxième édition de la Spécification technique CEI/TS 60076-14 publiée en 2009. Elle constitue une révision technique.

La présente Norme internationale inclut les modifications techniques majeures suivantes par rapport à cette Spécification technique:

- a) la relation point chaud/classe thermique est maintenant définie;
- b) une nouvelle classe thermique 140 est définie;

- c) le nombre de systèmes d'isolation est réduit à trois types (conventionnels, hybrides et haute température);
- d) le système d'isolation haute température homogène a été remplacé par un simple système d'isolation haute température;
- e) des définitions d'enroulement ont été introduites pour définir les écarts dans le système d'isolation hybride;
- f) les schémas d'exemples de systèmes ont été revus à des fins de clarté;
- g) toutes les limites suggérées correspondant au guide de charge de la Partie 7 ont été définies dans un format similaire;
- h) des courbes d'équilibre d'humidité pour les matériaux haute température ont été ajoutées à l'annexe relative à la formation d'humidité et de bulles (bullage);
- i) une annexe a été ajoutée pour introduire le concept d'amélioration thermique de la cellulose à l'aide de l'ester;
- j) certaines informations indicatives (telles que les suggestions de limites de température de surcharge) ont été reprises, mais la plupart des autres textes informatifs ont été déplacés dans les annexes informatives.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
14/755/FDIS	14/759/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, sous le titre général *Transformateurs de puissance*, est disponible 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.

INTRODUCTION

La présente partie de la CEI 60076 définit le processus de normalisation concernant les transformateurs immergés dans du liquide qui utilisent un isolant haute température. En tant que système, l'isolant solide peut englober une variété de matériaux caractérisés par différents degrés de capacité thermique. Les liquides d'isolation et de refroidissement varient également de manière importante, allant de l'huile minérale à une diversité de liquides, eux-mêmes caractérisés par une vaste plage de capacités thermiques.

La présente Norme internationale n'est pas destinée à être indépendante, mais se base plutôt sur les informations et lignes directrices documentées dans les autres parties de la série CEI 60076. En conséquence, le présent document suit deux principes essentiels. Le premier principe est que les transformateurs immergés dans du liquide sont bien connus et bien définis dans les autres parties de cette série et que les détails relatifs à ces transformateurs ne sont donc pas repris dans la présente Norme internationale, sauf s'il est fait référence à une valeur ou que la répétition est jugée appropriée à des fins de comparaison ou d'accentuation.

Le second principe est que les matériaux utilisés dans les transformateurs immergés dans un liquide normaux (généralement le papier kraft, le carton comprimé, le bois, l'huile minérale, la peinture et le vernis), fonctionnant dans les limites de température définies dans la CEI 60076-2, sont bien connus et considérés comme normaux ou conventionnels. Tous les autres matériaux isolants (solides ou liquides), qui ont une capacité thermique supérieure à celle des matériaux utilisés dans ce système d'isolation bien connu, sont considérés à haute température. Par conséquent, ce système d'isolation « normalisé » ou « normal » est défini comme étant le système d'isolation « conventionnel » pour des besoins de comparaison et ces limites thermiques normales sont présentées à titre de référence pour illustrer les différences entre les autres systèmes à température plus élevée.

La présente Norme internationale traite de la charge, de la surcharge, des essais et des accessoires de la même manière. Seule l'information sélectionnée pour les transformateurs « conventionnels » est incluse à des fins de comparaison ou d'accentuation. Toutes les autres références sont dirigées vers le document CEI approprié.

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 14: Transformateurs de puissance immergés dans du liquide utilisant des matériaux isolants haute température

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60076 s'applique aux transformateurs immergés dans un liquide qui utilisent soit des isolants haute température soit des combinaisons d'isolants conventionnels et haute température, fonctionnant à des températures au-dessus des limites conventionnelles.

Elle s'applique aux:

- transformateurs de puissance conformes à la norme CEI 60076-1;
- transformateurs de convertisseur conformes à la série CEI 61378;
- transformateurs pour applications éoliennes conformes à la norme CEI 60076-16;
- transformateurs de four à arc;
- bobines d'inductance conformes à la norme CEI 60076-6.

La présente partie de la norme CEI 60076 peut s'appliquer comme référence pour l'utilisation de matériaux isolants haute température dans d'autres types de transformateurs et bobines d'inductance.

2 Références normatives

Les documents suivants sont cités en référence de manière normative, en intégralité ou en partie, dans le présent document et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

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

CEI 60076-2, *Transformateurs de puissance – Partie 2: Echauffement*

CEI 60076-5, *Transformateurs de puissance – Partie 5: Tenue au court-circuit*

CEI 60076-7, *Transformateurs de puissance – Partie 7: Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile*

CEI 60076-16, *Transformateurs de puissance – Partie 16: Transformateurs pour applications éoliennes*

CEI 60085, *Isolation électrique - Evaluation et désignation thermiques*

CEI 60137, *Traversées isolées pour tensions alternatives supérieures à 1 000 V*

CEI 60214-1, *Changeurs de prises – Partie 1: Prescriptions de performances et méthodes d'essai*

CEI 60296, *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion*

CEI 60836, *Spécifications pour liquides isolants silicones neufs pour usages électrotechniques*

CEI 61099, *Spécifications relatives aux esters organiques de synthèse neufs destinés aux matériels électriques*

CEI 61378-1, *Transformateurs de conversion – Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles*

CEI 61378-2, *Transformateurs de conversion – Partie 2: Transformateurs pour applications CCHT*

3 Termes et définitions

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

3.1

système d'isolation

système composé de matériaux isolants solides et de liquide isolant

3.2

indice de température

IT

valeur numérique de la température, en degrés Celsius, obtenue à partir de la relation d'endurance thermique pour une durée de 20 000 h (ou pour une autre durée spécifiée)

[SOURCE: CEI 60050-212:2010, 212-12-11, modifiée – les Notes 1 et 2 ont été supprimées]

3.3

classe thermique

désignation des Matériaux d'Isolation Electriques (IEM Electrical Insulation Materials en anglais) ou des Systèmes d'Isolation Electriques (EIS Electrical Insulation Systems en anglais)) égale à la valeur numérique de la température maximale utilisée en degrés Celsius (°C) pour laquelle le IEM/EIS est adapté

Note 1 à l'article: Voir la CEI 60085.

3.4

conventionnel

qualifie les limites d'échauffement, les matériaux isolants ou les systèmes d'isolation fonctionnant dans les limites de température définies dans la CEI 60076-2

3.5

papier kraft

papier presque entièrement constitué de pâte de résistance mécanique élevée, obtenue à partir de bois résineux par le procédé au sulfate

[SOURCE: CEI 60050-212:2010, 212-16-03]

3.6

papier thermiquement amélioré (thermostabilisé)

TUP

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

Note 1 à l'article: Voir la CEI 60076-2 pour la définition complète.

Note 2 à l'article: L'abréviation TUP est dérivée du terme anglais développé correspondant "thermally upgraded paper".

3.7

haute température

limites d'échauffement et/ou les matériaux d'isolation appliqués dans des systèmes composés de matériaux solides et/ou liquides capables de fonctionner à des températures au-dessus des limites conventionnelles

3.8

système d'isolation conventionnel

système d'isolation composé de matériaux isolants solides utilisés dans tout le transformateur et de liquide isolant fonctionnant à des températures conformes aux limites thermiques normales définies dans la CEI 60076-2

3.9

système d'isolation haute température

système d'isolation composé de matériaux isolants haute température utilisés dans tout le transformateur (à l'exception de certains composants isolants dans des zones à basse température) ainsi que de liquide isolant haute température capable de fonctionner à des températures au-dessus des limites conventionnelles d'échauffement du liquide supérieur, d'échauffement moyen de l'enroulement et d'échauffement du point chaud

3.10

enroulement à isolation haute température

enroulement dans lequel des matériaux isolants haute température sont utilisés partout pour permettre des valeurs d'échauffement moyen de l'enroulement et d'échauffement du point chaud au-dessus des limites conventionnelles

3.11

système d'isolation hybride

système d'isolation composé de matériaux isolants solides haute température capables de fonctionner à des températures au-dessus des limites conventionnelles, combinés à des matériaux isolants solides conventionnels et à un liquide isolant, fonctionnant aux températures conventionnelles

3.12

enroulement à isolation hybride intégrale

enroulement dans lequel des matériaux isolants solides haute température sont utilisés pour toutes les pièces en contact thermique avec le conducteur, combinés à des matériaux isolants solides conventionnels pour permettre des valeurs d'échauffement moyen de l'enroulement et d'échauffement du point chaud au-dessus des limites conventionnelles

3.13

enroulement à isolation semi-hybride

enroulement dans lequel des matériaux isolants solides haute température sont utilisés uniquement pour l'isolation du conducteur pour permettre des valeurs d'échauffement moyen de l'enroulement et du point chaud au-dessus des limites conventionnelles

3.14**enroulement à isolation hybride partielle**

enroulement dans lequel des matériaux isolants solides haute température sont utilisés de manière sélective uniquement, combinés à des matériaux isolants solides conventionnels pour permettre des valeurs d'échauffement du point chaud au-dessus des limites conventionnelles, tout en fonctionnant aux limites conventionnelles d'échauffement moyen de l'enroulement

3.15**régime de charge cyclique normal**

cycle de charge et de température ambiante qui, du point de vue du taux de vieillissement thermique relatif (selon le modèle mathématique), est équivalent à la charge assignée à la température ambiante annuelle moyenne.

Note 1 à l'article: Une température ambiante plus élevée ou un courant de charge supérieure à la valeur assignée peut être appliqué pendant une partie du cycle. Cela est réalisé en tirant profit des températures ambiantes basses ou des faibles courants de charge pendant le reste du cycle de charge.

Note 2 à l'article: Pour les besoins de la planification, ce principe peut être étendu pour permettre de longues périodes de temps pendant lesquelles les cycles avec des taux de vieillissement thermique relatifs supérieurs à l'unité sont compensés par des cycles avec des taux de vieillissement thermique inférieurs à l'unité.

[SOURCE: CEI 60076-7:2005, 3.5]

3.16**régime de charge de secours de longue durée**

régime de charge résultant de la panne prolongée de certains éléments du système qui ne seront pas reconnectés tant que le transformateur n'aura pas atteint une nouvelle température supérieure en régime établi

[SOURCE: CEI 60076-7:2005, 3.6]

3.17**régime de charge de secours de courte durée**

régime de charge exceptionnellement élevé à caractère transitoire (moins de 30 min) dû à l'apparition d'un ou de plusieurs événements improbables qui perturbent sérieusement le régime de charge normal du système

[SOURCE: CEI 60076-7:2005, 3.7]

3.18**échauffement moyen assigné de l'enroulement**

échauffement moyen contractuellement convenu de l'enroulement, tel qu'indiqué sur la plaque signalétique par opposition à la valeur calculée ou la valeur d'essai réelle

3.19**température de référence**

plus forte valeur de l'échauffement moyen assigné de l'enroulement + 20 °C ou de l'échauffement moyen assigné de l'enroulement + la température moyenne annuelle du fluide de refroidissement

Note 1 à l'article: Si plus d'une puissance assignée est indiquée, la puissance assignée la plus élevée doit être utilisée pour déterminer la température de référence.

Note 2 à l'article: Pour les transformateurs comportant plusieurs valeurs d'échauffement moyen assigné de l'enroulement, assignées à différents enroulements à la même puissance assignée, la plus forte valeur d'échauffement moyen assigné de l'enroulement doit être utilisée pour déterminer la température de référence pour cette puissance assignée. Dans ce cas, les pertes en service seront inférieures à celles calculées.

Note 3 à l'article: Pour plus d'informations sur la température de référence, voir la CEI 60076-1.

Note 4 à l'article: Le terme « échauffement moyen assigné de l'enroulement » est censé être identique à l'échauffement garanti.

4 Systèmes d'isolation

4.1 Généralités

Un système d'isolation utilisé dans les transformateurs immergés dans un liquide comporte un ou plusieurs matériaux solides servant à l'isolation des parties conductrices, ainsi qu'un liquide servant à l'isolation et au transfert de chaleur. Ces matériaux isolants doivent résister aux contraintes électriques, mécaniques et thermiques au cours de la durée de vie prévue de l'appareil. Les caractéristiques assignées de classe thermique concernant les matériaux isolants solides et les émaux pour fils, déterminées par les procédures d'essai effectuées dans l'air, ne sont pas acceptables pour l'utilisation avec des transformateurs conformes à la présente norme.

Les matériaux isolants solides utilisés dans les transformateurs couverts par la présente norme doivent posséder des performances thermiques et des températures assignées, évaluées en combinaison avec le liquide prévu. La procédure d'évaluation d'un système d'isolation solide et liquide combiné est décrite dans la CEI/TS 62332-1, qui permet d'obtenir un index thermique à partir duquel la classe thermique est déterminée. Après accord entre le fabricant et l'acheteur, des expériences en service ou d'autres procédures d'essai adéquates sont acceptables pour la vérification de la classe thermique. Pour obtenir la liste des classes thermiques préférentielles pour les systèmes d'isolation ainsi que les températures de point chaud associées, voir Tableau 1. Se reporter à la CEI 60085 pour plus d'informations sur les procédures d'évaluation thermique.

Tableau 1 – Classes thermiques préférentielles pour les systèmes d'isolation

Classe thermique	Température du point-chaud °C
105	98
120	110
130	120
140	130
155	145
180	170
200	190
220	210

Puisque le vieillissement et la durée de vie du système d'isolation dépendent en grande partie de la température, on utilise dans une unité des combinaisons de matériaux isolants possédant différentes capacités thermiques dans le but d'améliorer la conception thermique et économique du transformateur. Pour des raisons de simplification et de normalisation, trois systèmes d'isolation distincts sont définis selon la teneur en isolant haute température. Le système d'isolation conventionnel sert de base de référence et ne comporte aucun isolant haute température. Ce système est utilisé à titre de référence seulement dans le présent document.

Même si un enroulement à cales radiales (caractéristique d'un transformateur en colonnes) est utilisé pour illustrer les différents systèmes d'isolation, l'application ne se limite pas à ce type de transformateur. Chacun des systèmes d'isolation décrits est donné à titre d'illustration de la définition et la description s'applique aux autres types de transformateurs dotés de types d'enroulements variés (tels que les enroulements en couches ou en galettes d'appareil cuirassés).

4.2 Types d'isolation des enroulements

4.2.1 Généralités

L'isolation des enroulements de transformateur est un composant du système d'isolation. Les paragraphes 4.2.3 à 4.2.4 illustrent différents types d'enroulements basse tension (BT) et haute tension (HT) avec des exemples basés sur des transformateurs de puissance, qui ont une forte séparation entre les enroulements. Le Tableau 2 récapitule et compare les différents modèles.

La barrière isolante située entre les enroulements doit être traitée comme une entité distincte si des canaux de refroidissement convenablement conçus séparent ses matériaux de l'enroulement lui-même. Dans ce cas, la circulation du liquide assure un refroidissement suffisant pour éviter que la capacité thermique de la barrière isolante ne soit dépassée. Si la barrière d'isolation touche l'enroulement, elle doit alors être considérée comme faisant partie de cet enroulement. Cela est d'autant plus important pour les enroulements de type couche lorsque l'isolation touche le conducteur de l'enroulement. Dans cette application, l'isolation doit être traitée de la même manière que l'isolation du conducteur de l'enroulement.

Des essais suffisants doivent être effectués afin de vérifier le profil thermique. Pour ce faire, on doit procéder à une mesure thermique réelle des zones critiques lors d'essais sur prototype et sur appareil. Une fois la cartographie thermique effectuée, les matériaux doivent être sélectionnés de manière appropriée selon les besoins de tenue en température de la zone spécifique. Des données d'essai suffisantes pour la validation du modèle thermique du fabricant doivent être disponibles sur demande dans le cadre des essais de type.

NOTE On peut décrire les différents systèmes d'isolation en considérant le transformateur comme un ensemble d'enroulements isolés individuels, séparés par des barrières d'isolation et des canaux de refroidissement. On pourrait ensuite utiliser une série de types d'enroulements pour illustrer la manière dont les composants des différents systèmes d'isolation peuvent être combinés dans un seul transformateur. Dans certains cas, il pourrait ne pas être nécessaire d'utiliser une isolation haute température de la même manière pour l'ensemble des enroulements.

4.2.2 Récapitulatif des types d'isolation d'enroulement/de système

Le Tableau 2 récapitule les attributs clés qui identifient les différents types d'enroulements. Ces mêmes attributs définissent également les systèmes d'isolation correspondants.

Tableau 2 – Comparaison des types d'isolation d'enroulement/de système

		Système d'isolation conventionnel	Systèmes d'isolation hybride			Système d'isolation haute température ^b
			Enroulement à isolation semi-hybride	Enroulement à isolation mixte	Enroulement à isolation hybride complète	
Type de composant isolant ^a Conventionnel (C) ou haute température (H)	Liquide	C ou H	C ou H	C ou H	C ou H	H
	Isolation du conducteur	C	H	Combinaison C et H	H	H
	Entretoises/ Bandes	C	C	Combinaison C et H	H	H
	Barrière solide	C	C	C	C	H
Température d'application du composant isolant Conventionnel (C) ou haute température (H)	Echauffement du liquide supérieur	C	C	C	C	H
	Echauffement moyen de l'enroulement	C	H	C	H	H
	Echauffement du point chaud de l'enroulement	C	H	H	H	H
a Seuls les composants de base du transformateur sont illustrés et la température des autres composants dépendra des résultats de la cartographie thermique. b Etant donné que des gradients thermiques existent dans tous les transformateurs, des matériaux isolants conventionnels sont acceptables dans les zones où des températures conventionnelles sont maintenues.						

4.2.3 Types d'enroulements hybrides

4.2.3.1 Généralités

Trois types d'enroulements hybrides partagent l'utilisation de barrières isolantes conventionnelles et l'utilisation d'une isolation haute température sur les enroulements.

4.2.3.2 Enroulement à isolation semi-hybride

L'enroulement à isolation semi-hybride doit utiliser des matériaux isolants haute température uniquement pour le guipage du conducteur de l'enroulement. Pour les enroulements en couches, la couche d'isolation doit être de type haute température. Des isolants conventionnels à base de cellulose peuvent être utilisés dans toutes les autres zones. Pour une illustration de ce type d'enroulement, voir Figure 1.

Type de matériau de l'enroulement

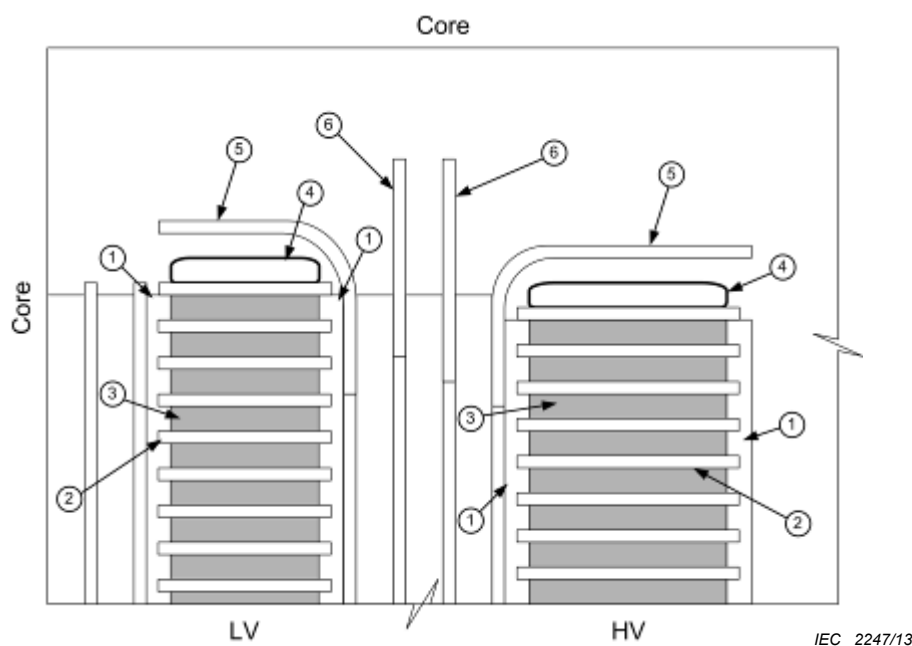
Haute température pour l'isolant du conducteur uniquement

Type de matériau des barrières

Conventionnel

Limites d'échauffement de l'enroulement

Echauffement moyen de l'enroulement:	supérieur aux limites conventionnelles
Echauffement du point chaud de l'enroulement:	supérieur aux limites conventionnelles



Légende

- | | |
|---|---|
| 1 cales axiales conventionnelles contre l'enroulement | 4 anneaux d'armature electrostatique conventionnels |
| 2 cales radiales conventionnelles | 5 collerettes conventionnelles |
| 3 guipage du conducteur haute température | 6 barrières conventionnelles |

Légende

Anglais	Français
Core	Noyau
LV	BT (basse tension)
HV	HT (haute tension)

Figure 1 – Exemple d'enroulements à isolation semi-hybride

4.2.3.3 Enroulement à isolation hybride partielle

L'enroulement à isolation mixte doit utiliser des matériaux isolants haute température pour certains composants ou certaines parties des enroulements, tels que les conducteurs situés dans des zones fonctionnant à des températures de point chaud au-dessus des limites conventionnelles. Cependant, la plupart des matériaux isolants solides peuvent être conventionnelles. La température moyenne de l'enroulement est conventionnelle alors qu'une partie de l'enroulement dépasse les températures de point chaud conventionnelles. Pour une illustration de ce type d'enroulement, voir Figure 2.

NOTE Ce type d'enroulement utilise des matériaux isolants haute température uniquement dans le but de protéger une partie de l'enroulement des températures supérieures à la limite de température de point chaud conventionnelle. Ce type d'enroulement se distingue par le fait que la température moyenne de l'enroulement reste inférieure ou égale aux limites conventionnelles et que seule une partie de l'enroulement dépasse la limite de température de point chaud conventionnelle. Parmi les exemples de zones d'enroulements présentant des pertes supplémentaires et un échauffement plus important qui pourraient bénéficier de matériaux isolants haute température, citons les extrémités des enroulements en raison de la composante radiale du flux de fuite magnétique ainsi que les zones des enroulements de transformateur de conversion où les courants harmoniques sont concentrés.

Type de matériau de l'enroulement

Matériau haute température appliqué sur des zones sélectionnées mineures de l'enroulement et utilisé avec l'intention spécifique de protéger les zones critiques d'un vieillissement excessif

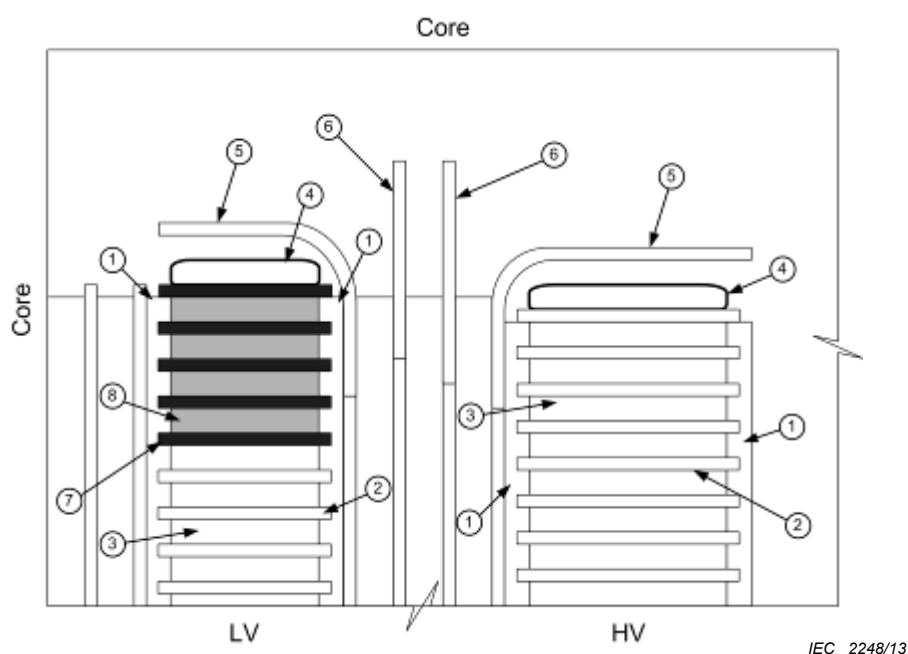
Type de matériau des barrières

Conventionnel

Limites d'échauffement de l'enroulement

Echauffement moyen de l'enroulement: conventionnel

Echauffement du point chaud de l'enroulement: supérieur aux limites conventionnelles



IEC 2248/13

Légende

- | | |
|---|---|
| 1 cales axiales conventionnelles contre l'enroulement | 5 collerettes conventionnelles |
| 2 cales radiales conventionnelles | 6 barrières conventionnelles |
| 3 isolant du conducteur conventionnel | 7 cales radiales haute température |
| 4 anneaux d'armature électrostatique conventionnelles | 8 guipage du conducteur haute température dans les zones les plus chaudes |

Légende

Anglais	Français
Core	Noyau
LV	BT (basse tension)
HV	HT (haute tension)

Figure 2 – Exemple d'enroulements à isolation mixte

4.2.3.4 Enroulement à isolation hybride intégrale

Des matériaux isolants haute température, fonctionnant à des températures au-dessus des limites conventionnelles, doivent être utilisés dans tout l'enroulement à isolation hybride intégrale. L'isolation du conducteur et les cales radiales et axiales qui séparent les galettes

des enroulements doivent être composées de matériaux haute température. Les autres composants isolants doivent également être composés de matériaux haute température, lorsque les températures conventionnelles sont dépassées. Des isolants conventionnels à base de cellulose peuvent être utilisés dans toutes les autres zones, comme par exemple les cylindres de barrières et les collerettes qui fonctionnent aux températures conventionnelles. Pour un exemple de ce type d'enroulement, voir Figure 3.

Type de matériau de l'enroulement

Haute température pour tous les isolants fonctionnant à des températures au-dessus des limites conventionnelles

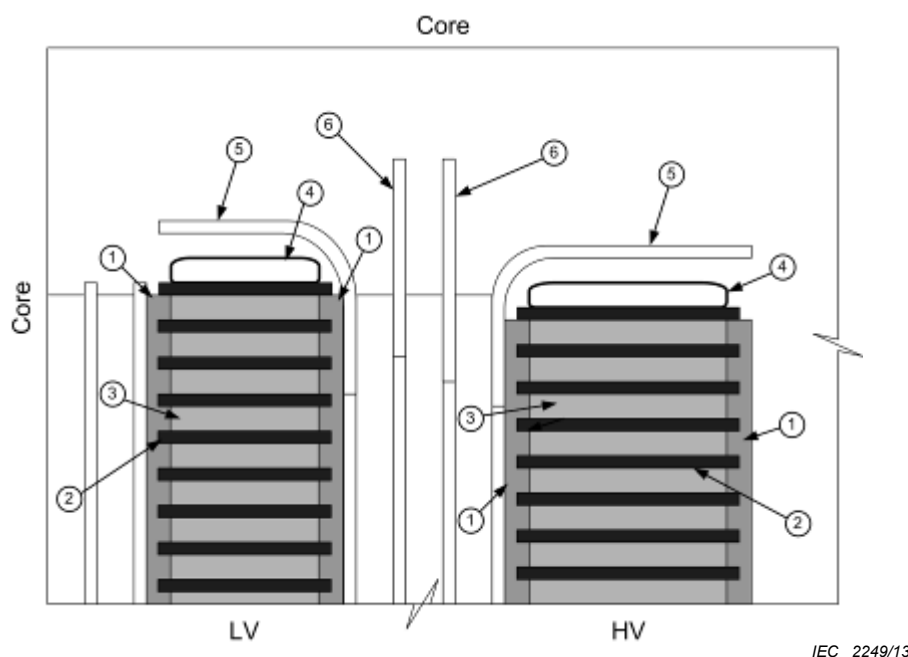
Type de matériau des barrières

Conventionnel

Limites d'échauffement de l'enroulement

Echauffement moyen de l'enroulement: supérieur aux limites conventionnelles

Echauffement du point chaud de l'enroulement: supérieur aux limites conventionnelles



Légende

- | | |
|--|---|
| 1 cales axiales haute température contre l'enroulement | 4 anneaux d'armature électrostatique conventionnelles |
| 2 cales radiales haute température | 5 collerettes conventionnelles |
| 3 guipage du conducteur haute température | 6 barrières conventionnelles |

Légende

Anglais	Français
Core	Noyau
LV	BT (basse tension)
HV	HT (haute tension)

Figure 3 – Exemple d'enroulements à isolation hybride complète

4.2.4 Enroulement à isolation haute température

Des matériaux isolants haute température doivent être utilisés dans tout l'enroulement à isolation haute température. L'isolation haute température peut inclure différentes classes de température, toutes au-dessus des limites conventionnelles. Pour un exemple de ce type d'enroulement, voir Figure 4.

Type de matériau de l'enroulement

Haute température

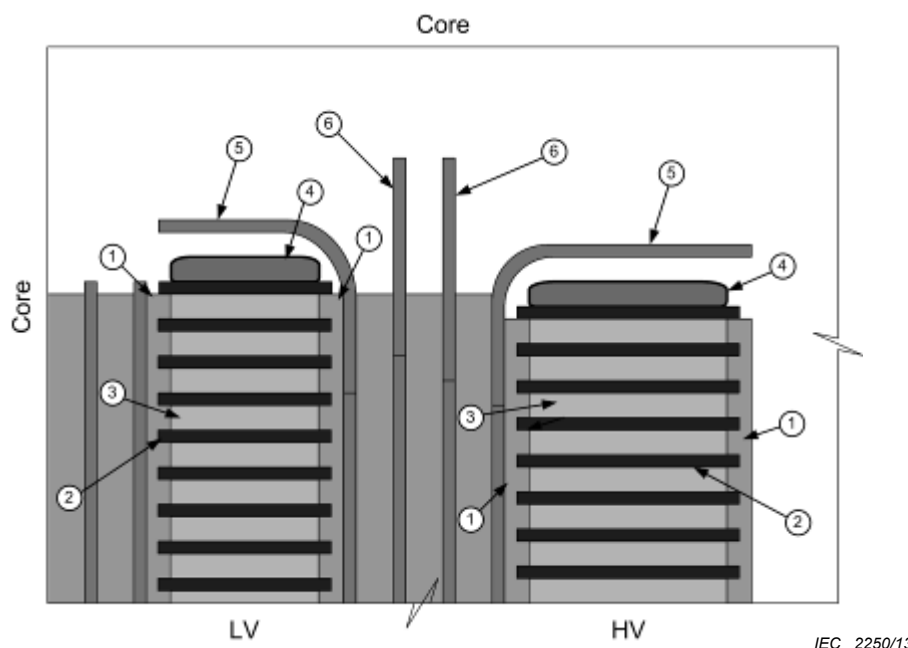
Type de matériau des barrières

Haute température

Limites d'échauffement de l'enroulement

Echauffement moyen de l'enroulement: supérieur aux limites conventionnelles

Echauffement du point chaud de l'enroulement: supérieur aux limites conventionnelles



Légende

- | | |
|--|--|
| 1 entretoises axiales haute température contre l'enroulement | 4 anneaux d'armature électrostatique haute température |
| 2 entretoises radiales haute température | 5 colerettes haute température |
| 3 guipage du conducteur haute température | 6 barrières haute température |

Légende

Anglais	Français
Core	Noyau
LV	BT (basse tension)
HV	HT (haute tension)

Figure 4 – Exemple de système d'isolation haute température

5 Limites d'échauffement

5.1 Généralités

Des limites maximales d'échauffement en régime continu pour différentes combinaisons de matériaux isolants solides et liquides sont présentées dans les Tableaux 3 et 4. Les valeurs assignées d'échauffement qui sont sélectionnées en-dessous de la valeur maximale indiquée doivent être sélectionnées par incréments de 5 K. Un modèle thermique précis vérifié par des données d'essai adéquates doit être exigé pour déterminer les valeurs maximales réelles des conceptions de transformateurs spécifiques.

Les multiples liquides diélectriques existants possèdent une vaste plage de capacités thermiques. Pour des raisons de simplification, la présente norme ne reconnaît néanmoins que trois catégories de liquides représentées par l'huile minérale, l'ester liquide et le silicone liquide (chacune caractérisée par des valeurs spécifiques d'échauffement du liquide supérieur). La présente norme ne fait aucune distinction entre les esters liquides en fonction de leur origine. Par conséquent, l'ester synthétique et l'ester naturel sont considérés comme thermiquement équivalents. Les autres liquides n'ont pas pour objet d'être exclus et les limites appropriées selon la capacité thermique spécifique doivent être appliquées conformément à la capacité thermique du liquide.

NOTE 1 Certains des facteurs de limitation devant être considérés dans la détermination des températures maximales admissibles sont:

- les unités à ventilation libre qui introduisent de l'humidité et de l'oxygène libre dans la cuve du transformateur, qui sont les principales causes de vieillissement de l'isolation. Ce vieillissement est accéléré à mesure que la température augmente;
- le vieillissement des matériaux tels que les isolants à base de cellulose, qui introduit de l'humidité à l'intérieur de la cuve du transformateur;
- la vitesse du liquide dans les conduits de refroidissement, dans la mesure où la longue exposition du liquide à haute température accélérera la dégradation;
- le vieillissement accéléré du liquide et des matériaux isolants dû à l'action catalytique provoquée par la présence de cuivre nu et de surfaces d'argent qui génèrent des sous-produits secondaires, tels que des particules et des dérivés de cuivre dissous dans les liquides isolants;
- des bulles de gaz générées par l'humidité piégée surchauffée entre les conducteurs de l'enroulement et l'isolation du conducteur.

NOTE 2 Se reporter à l'Annexe B pour obtenir des informations générales complémentaires sur la formation de bulles et une équation pour calculer la température approximative à laquelle les bulles se forment. Bien que cette information se rapporte aux isolants à base de cellulose et à l'huile minérale, les concepts sont fondamentalement identiques pour les matériaux haute température. Néanmoins, des études indiquent que les matériaux isolants haute température ont tendance à avoir une teneur en humidité inférieure à celle des isolants à base de cellulose et qu'ils ont par conséquent tendance à créer des bulles à des températures supérieures (pour plus d'informations, voir p.5 de l'IEEE 1276-1997).

NOTE 3 Même si les références de conception figurant dans la présente norme se rapportent essentiellement aux transformateurs à colonnes, les principes et les recommandations de conception s'appliquent également aux transformateurs cuirassés. La conception typique des enroulements dans les transformateurs cuirassés diffère de celle illustrée dans les exemples, mais n'aura aucune influence sur les limites de température recommandées pour les matériaux isolants solides et les liquides.

Tableau 3 – Limites maximales d'échauffement continu pour les transformateurs avec systèmes d'isolation hybride

	Système d'isolation conventionnel ^a	Systèmes d'isolation hybride				
		Enroulement à isolation semi-hybride	Enroulement à isolation mixte	Enroulement à isolation hybride complète ^b		
Classe thermique minimale exigée pour les isolants solides haute température	105	120	130	130	140	155
Echauffement du liquide supérieur (K)	60	60	60	60	60	60
Echauffement moyen de l'enroulement (K)	65/70	75	65	85	95	105
Echauffement du point-chaud pour isolant solide (K)	78	90	100	100	110	125
NOTE 1 Le liquide fonctionne aux températures conventionnelles.						
NOTE 2 Les limites d'échauffement pour les systèmes d'isolation hybride ne dépendent pas du mode de refroidissement.						
NOTE 3 Les limites d'échauffement indiquées sont basées sur des températures normales du fluide de refroidissement selon la CEI 60076-1. Pour les autres conditions de température ambiantes, voir la CEI 60076-2.						
a Système d'isolation conventionnel donné à titre de référence uniquement.						
b Applications essentiellement exemptes d'oxygène où le système de conservation du liquide empêche efficacement la pénétration d'air dans la cuve.						

Tableau 4 – Limites maximales d'échauffement continu pour les transformateurs avec systèmes d'isolation haute température

	Ester liquide				Silicone liquide			
Classe thermique minimale exigée pour les isolants solides haute température	130	140	155	180	130	140	155	180
Echauffement du liquide supérieur (K)	90	90	90	90	115	115	115	115
Echauffement moyen de l'enroulement (K)	85	95	105	125	85	95	105	125
Echauffement du point chaud (K)	100	110	125	150	100	110	125	150
NOTE 1 Applications essentiellement exemptes d'oxygène où le système de conservation du liquide empêche efficacement la pénétration d'air dans la cuve.								
NOTE 2 Les limites d'échauffement indiquées sont basées sur des températures normales du fluide de refroidissement selon la CEI 60076-1. Pour les autres conditions de température ambiantes, voir la CEI 60076-2								
NOTE 3 L'isolation haute température inclut fréquemment différentes classes de température, toutes au-dessus des limites conventionnelles.								
NOTE 4 Pour les systèmes d'isolation à base d'ester et de cellulose, voir 5.3.								

5.2 Papier thermiquement amélioré (TUP)

Le papier cellulosique traité par procédé chimique (également appelé papier thermostabilisé) est considéré comme capable de fonctionner comme un matériau de classe 120 dans l'huile minérale dans certains pays. Si l'acheteur et le constructeur ont convenu que le papier thermostabilisé (TUP) est un matériau de classe 120, il doit être considéré comme un

matériau isolant haute température et peut être utilisé dans le cadre d'applications semi-hybrides dans les limites de température définies dans le Tableau 3.

5.3 Cellulose utilisée dans l'ester liquide

En se basant sur des essais de vieillissement, le papier kraft et le papier thermiquement amélioré ont montré des caractéristiques de durée de vie améliorées lorsqu'ils étaient combinés à de l'ester liquide. L'Annexe C présente un argument technique en rapport avec ces allégations, récapitulant ainsi plusieurs années de recherches. Si l'acheteur et le constructeur ont convenu que le papier cellulosique possède une capacité thermique supérieure, il doit être considéré comme un matériau isolant haute température adapté à l'utilisation dans des systèmes d'isolation haute température. La classe thermique spécifique doit être fixée par accord entre le fabricant et l'acheteur.

6 Composants et matériaux

6.1 Généralités

Tous les composants et matériaux utilisés dans la construction du transformateur doivent satisfaire aux exigences des normes CEI appropriées lorsque celles-ci existent, sauf accord ou spécification contraire. En particulier, les traversées doivent satisfaire à la CEI 60137 et les changeurs de prise doivent satisfaire à la CEI 60214-1. Les liquides isolants doivent satisfaire à la CEI 60296 (huile minérale), la CEI 61099 (ester synthétique liquide), la CEI 60836 (silicone liquide) ou être mutuellement convenus dans le cas d'autres liquides. Tous les composants et matériaux doivent être adaptés pour la température d'exploitation prévue et doivent être compatibles avec le liquide spécifique.

6.2 Fils et câbles

La classe thermique de l'isolant utilisé sur les fils et câbles de connexion et d'accessoires n'est pas nécessairement basée sur la désignation du système d'isolation du transformateur. Néanmoins, les limites de température doivent être définies par la classe thermique de l'isolant utilisé conformément aux Tableaux 3 et 4 et dépendent généralement de la température du liquide.

Le choix de matériau pour les câbles de connexion est indépendant du système d'isolation choisi pour les enroulements du transformateur. Néanmoins, des matériaux isolants haute température doivent être utilisés pour les fils de connexion dans les systèmes d'isolation haute température, conformément à ce qui est défini pour l'isolation des fils en 3.9 et 4.2.4.

Dans les enroulements à isolation semi-hybride et hybride intégrale, des matériaux isolants haute température doivent être utilisés au moins dans les zones de sortie de fils, où des câbles sont raccordés à des enroulements fonctionnant à des températures au-dessus des limites conventionnelles. Fréquemment, ces câbles sont raccordés directement aux zones de point chaud des enroulements ou des points chauds sont créés dans les points de connexion. Le choix de matériau isolant pour la longueur de câble restante doit être fait en fonction du gradient thermique calculé et peut inclure des matériaux isolants conventionnels.

Comme pour les enroulements à isolation mixte, l'utilisation de matériaux isolants haute température peut être sélective et se limiter à des zones spécifiques seulement. Même si l'enroulement tout entier est conventionnel, les sorties de fils ou les fils de connexion complets peuvent continuer à être conçus pour fonctionner à des températures au-dessus des limites conventionnelles. Dans de tels cas, l'isolation des câbles doit être sélectionnée de manière appropriée selon les températures calculées.

7 Considérations particulières de conception

7.1 Considérations de court-circuit

La construction mécanique de la structure de l'enroulement et du support doit être conçue de manière à prendre en compte l'augmentation ou la contraction possible des enroulements du transformateur, due à une plage de températures plus large. En outre, le traitement des enroulements doit être tel que le serrage de l'ensemble soit maintenu en service.

Le transformateur doit être conçu pour supporter des courts-circuits comme défini dans la CEI 60076-5. La valeur maximale de la température moyenne pour chaque enroulement doit être calculée conformément à cette norme et doit satisfaire aux limites définies.

Lorsque la conception incorpore des conducteurs d'enroulement collés à l'époxy, les températures maximales obtenues dans les conditions d'exploitation maximales admissibles doivent être prises en compte dans la mesure où la tenue mécanique de l'époxy est plus faible à haute température. De la résine époxyde haute température spécialement formulée doit être spécifiée pour empêcher cet effet de ramollissement, si cela est nécessaire pour garantir la résistance au court-circuit du transformateur.

7.2 Exigences diélectriques

Les propriétés diélectriques des systèmes d'isolation haute température doivent être entièrement analysées pour empêcher une dégradation inacceptable des propriétés diélectriques sur la plus grande plage de températures d'exploitation du transformateur.

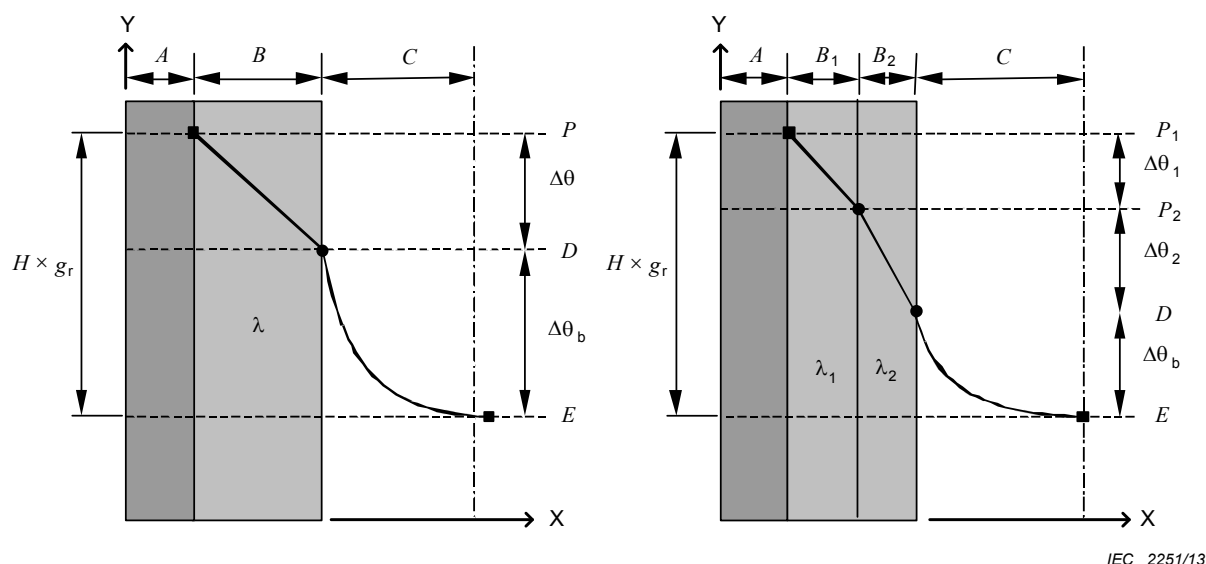
7.3 Exigences de température

On doit s'attendre à un gradient thermique dans un transformateur donné et on doit choisir l'isolation avec une classe thermique appropriée à la zone spécifique. Comme avec tout transformateur, il s'agit de conception spécifique et par conséquent un modèle thermique adéquat de l'enroulement est nécessaire. Le modèle thermique de l'enroulement doit être vérifié dans le cadre d'essais de prototype, de modèle et/ou de transformateur de taille réelle, selon ce qui est considéré comme nécessaire pour la validation d'une conception ou d'une famille de conceptions. Dans les systèmes d'isolation haute température définis, il y aura plusieurs points chauds (un pour chaque type d'isolation) nécessitant tous une attention particulière. Pour plus d'informations, voir Figure 5 et Figure 6.

Il est important de noter que, dans beaucoup de cas, le liquide dans le canal de refroidissement de l'enroulement peut avoir une température supérieure à celle du liquide en haut de la cuve. On doit prendre ce fait en compte, car la température du liquide en contact avec l'enroulement affecte la température de point chaud.

NOTE 1 Le gradient thermique du conducteur au liquide d'un enroulement isolé est généralement égal à la somme du gradient thermique à travers l'isolant solide et du gradient thermique à travers la couche limite. Dans les systèmes d'isolation haute température, le gradient thermique à travers la couche limite est habituellement plus grand que dans les systèmes d'isolation conventionnels.

NOTE 2 Dans la Figure 5, la température maximale de la surface de l'enroulement dans le point *D* est donnée par la somme de la température du liquide dans le conduit de refroidissement et de l'échauffement à travers la couche limite, qui dépend du coefficient de transfert thermique à la surface d'enroulement et de la densité de flux de chaleur à travers la surface d'enroulement.



IEC 2251/13

a) Matériau isolant unique

b) Deux matériaux isolants

Légende

Axe X distance à partir du conducteur

Axe Y température

A épaisseur du conducteur

B épaisseur du matériau isolant solide

 B_1 épaisseur du matériau isolant haute température B_2 épaisseur du matériau isolant conventionnel

C épaisseur de la couche limite du liquide

D température de la surface d'enroulement

E température du liquide dans le canal de refroidissement

 g_r gradient thermique moyen de l'enroulement au liquide au courant assigné

H facteur du point chaud

P température du point-chaud en contact avec le matériau isolant solide

 P_1 température du point-chaud en contact avec le matériau isolant haute température P_2 température du point-chaud en contact avec le matériau isolant conventionnel $\Delta\theta$ gradient thermique à l'intérieur de l'isolant solide $\Delta\theta_1$ gradient thermique à l'intérieur du matériau isolant haute température $\Delta\theta_2$ gradient thermique à l'intérieur du matériau isolant conventionnel $\Delta\theta_b$ gradient thermique à l'intérieur de la couche limite du liquide λ conductivité thermique du matériau isolant solide λ_1 conductivité thermique du matériau isolant haute température λ_2 conductivité thermique du matériau isolant conventionnel**Figure 5 – Conducteur de gradient thermique au liquide****7.4 Surcharge**

Les équations et les principes généraux du guide de charge pour les transformateurs immergés dans l'huile comme décrit dans la CEI 60076-7 s'appliquent, sauf pour les limites de surcharge dans la mesure où les températures et les constantes de temps varieront selon les différents systèmes d'isolation. Les températures de surcharge maximales suggérées sont données dans les Tableaux 5 et 6. Toute autre exigence de surcharge doit être spécifiée au moment de l'appel d'offres ou être convenue lors de la conclusion du contrat.

8 Informations exigées

8.1 Informations à fournir par l'acheteur

8.1.1 Températures ambiantes et cycle de charge

La température du fluide de refroidissement doit être conforme aux conditions normales de service de la CEI 60076-1. Les limites de température mentionnées dans les Tableaux 3 et 4 doivent être modifiées selon la CEI 60076-2 si les températures ambiantes diffèrent des conditions normales de service. Toute information particulière concernant le cycle de charge doit être fournie par l'acheteur.

8.1.2 Autres conditions de service inhabituelles

Pour toute autre condition de service inhabituelle, les exigences de la CEI 60076-1 doivent s'appliquer.

8.2 Informations à fournir par le fabricant

8.2.1 Caractéristiques thermiques

En reconnaissant que les systèmes d'isolation définis dans la présente norme sont relativement peu courants dans l'industrie et qu'ils peuvent beaucoup varier selon l'application et les pratiques du fabricant, les informations fournisseur doivent inclure ce qui suit:

- type du système d'isolation (hybride ou haute température) avec un renvoi au numéro de la présente publication;
- type d'isolation pour chaque enroulement (conventionnelle, semi-hybride, partielle, hybride intégrale ou haute température);
- classe thermique et nom générique des isolants solides haute température (si différents matériaux sont utilisés dans différents enroulements, cette information doit être reportée pour chaque enroulement);
- température maximale calculée du point chaud pour chaque enroulement;
- échauffement moyen assigné pour chaque enroulement;
- constante de temps de chaque enroulement;
- type de liquide par nom générique et appellation commerciale;
- échauffement assigné du liquide supérieur;
- données d'essai de type (dont l'échauffement et, si disponible, le courant de court-circuit).

8.2.2 Garanties

Si elles sont spécifiées, les pertes en charge et l'impédance de court-circuit doivent être garanties à la température de référence. Les pertes en charge à la température de référence doivent également être utilisées dans le cadre d'un essai d'échauffement. Les mêmes tolérances pour les garanties que celles recommandées dans la CEI 60076-1 s'appliquent.

Les valeurs d'échauffement du liquide supérieur, d'échauffement moyen de l'enroulement et d'échauffement du point chaud ne doivent pas dépasser les valeurs indiquées dans les Tableaux 3 et 4.

9 Plaque signalétique et informations supplémentaires

9.1 Plaque signalétique

En plus des exigences de la CEI 60076-1, la plaque signalétique doit inclure les informations suivantes:

- numéro de la présente norme CEI;
- type de liquide par appellation commerciale, norme et année de la norme;
- échauffement assigné du liquide supérieur;
- échauffement moyen assigné pour chaque enroulement, si les valeurs sont différentes.

Les éléments suivants doivent être identifiés sur la plaque signalétique par le code de système d'isolation comme décrit à l'Annexe D:

- type du système d'isolation (hybride ou haute température);
- type d'isolation et classe thermique pour chaque enroulement, si les valeurs sont différentes.

9.2 Manuel du transformateur

Le manuel doit mettre en valeur le fait que, en raison de la présence de matériaux isolants autres que les isolants à base de cellulose et l'huile minérale isolante, on peut s'attendre à un comportement différent en ce qui concerne le développement de gaz et d'humidité. En conséquence, il convient de tenir compte de ce fait si un traitement de dégazage et de séchage sur site est nécessaire.

10 Exigences d'essai

10.1 Essais individuels, essais de type et essais spéciaux

Tous les essais pour les transformateurs de puissance et les bobines d'inductance doivent être conformes aux prescriptions de la CEI 60076-1. Tous les essais pour les transformateurs de conversion doivent être effectués selon la norme CEI 61378-1 (transformateurs à usage industriel) et la norme CEI 61378-2 (transformateurs pour applications HVDC). Pour les transformateurs d'éoliennes, les exigences d'essai de la CEI 60076-16 doivent s'appliquer.

10.2 Analyse des gaz dissous

Sur les transformateurs de catégories II et III comme définis dans la CEI 60076-5, il est souhaitable de rassembler les données de l'analyse des gaz dissous (DGA¹) en vue de référence future en tant qu'outil de diagnostic dans la mesure où les caractéristiques sont susceptibles de différer des transformateurs conventionnels. Cela est particulièrement important pour produire une base de référence à des fins ultérieures.

10.3 Transformateurs compacts à refroidissement OD

La constante de temps des transformateurs compacts à refroidissement OD avec un échauffement enroulement-liquide élevé est plus petite que dans les transformateurs à isolation conventionnelle. Une attention particulière est exigée pour réduire l'intervalle entre l'arrêt et la mesure de la résistance d'enroulement.

Il convient que l'intervalle entre l'arrêt et le premier enregistrement soit idéalement inférieur à 1 min. Si ce court temps d'arrêt ne peut pas être réalisé, il est permis d'arrêter les ventilateurs de refroidissement et les pompes au même moment que la mise à l'arrêt afin de réduire l'incertitude de mesure de la courbe de refroidissement.

¹ DGA = *dissolved gas analysis*.

10.4 Evaluation des essais d'échauffement pour les enroulements à points chauds multiples

La combinaison de matériaux conventionnels et haute température donnera généralement lieu à plusieurs températures de point chaud dans un enroulement. Un exemple simple est donné par le système d'isolation mixte où l'enroulement possède une température de point chaud pour l'isolation conventionnelle et une autre pour les zones protégées par l'isolation haute température. Cela est illustré par les calculs suivants et la Figure 6.

Deux températures de point chaud différentes doivent être vérifiées soit par un calcul, soit par un essai: P_1 pour le système d'isolation entre B et C et P_2 pour le système d'isolation entre E et C . Il convient d'évaluer les températures de chaque partie de l'enroulement comme décrit dans la CEI 60076-7. Les facteurs de point chaud, H_1 et H_2 doivent également être calculés par le fabricant.

La différence de température du liquide dans la cuve entre le haut et le bas est égale à:

$$\Delta\theta_{LW} = \theta_o - \theta_b \quad (1)$$

où

- $\Delta\theta_{LW}$ est l'échauffement axial du liquide dans la cuve;
- θ_o est la température du liquide supérieur dans la cuve;
- θ_b est la température du liquide inférieur dans la cuve.

Pour estimer la température du liquide dans les conduits de refroidissement à la limite de deux parties différentes d'enroulement, (point C , de la Figure 6), le gradient thermique total est divisé en deux parties:

$$\Delta\theta_{LW1} = \frac{l_1}{l_1 + l_2} \times \Delta\theta_{LW} \quad \text{pour la section 1} \quad (2)$$

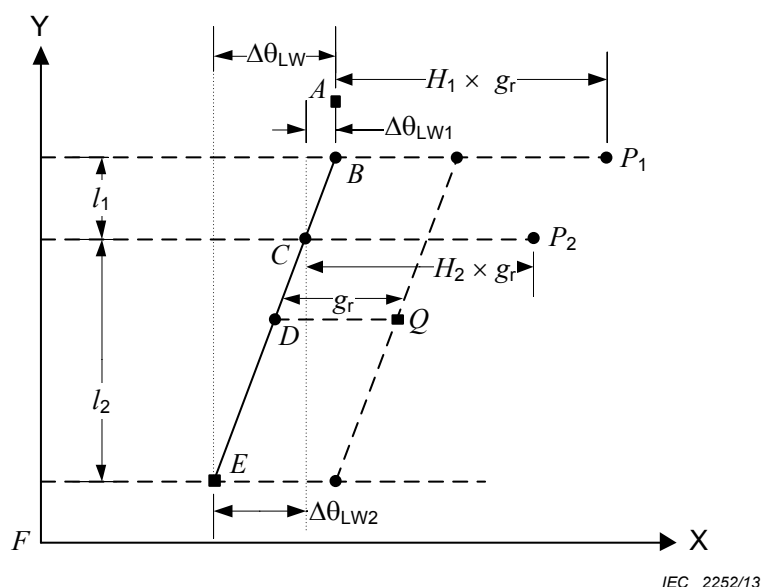
où

- $\Delta\theta_{LW1}$ est l'échauffement axial du liquide dans la partie supérieure de l'enroulement;
- $\Delta\theta_{LW}$ est l'échauffement axial du liquide dans la cuve;
- l_1 est la longueur de la partie supérieure de l'enroulement utilisant une isolation haute température;
- l_2 est la longueur de la partie inférieure de l'enroulement utilisant une isolation conventionnelle.

$$\Delta\theta_{LW2} = \Delta\theta_{LW} - \Delta\theta_{LW1} \quad \text{pour la section 2} \quad (3)$$

où

- $\Delta\theta_{LW2}$ est l'échauffement axial du liquide dans la partie inférieure de l'enroulement.
- $\Delta\theta_{LW}$ est l'échauffement axial du liquide dans la cuve;
- $\Delta\theta_{LW1}$ est l'échauffement axial du liquide dans la partie supérieure de l'enroulement.



Légende

- Axe X indique la température
- Axe Y indique la position axiale sur la hauteur du transformateur
- A température moyenne de sortie de cuve (température du liquide supérieur)
- B température de liquide dans la cuve en haut de l'enroulement (censée être égale à A)
- C température de liquide dans l'enroulement à la limite de deux matériaux d'isolation différents
- D température moyenne du liquide dans la cuve
- g_r gradient thermique moyen de l'enroulement au liquide au courant assigné
- E température du liquide inférieur entrant dans l'enroulement
- F représente le fond de la cuve
- H_1 facteur du point chaud associé à une partie de l'enroulement utilisant une isolation haute température
- H_2 facteur du point chaud associé à une partie de l'enroulement utilisant une isolation conventionnelle
- l_1 longueur de la partie supérieure de l'enroulement utilisant une isolation haute température
- l_2 longueur de la partie inférieure de l'enroulement utilisant une isolation conventionnelle
- P_1 température du point-chaud en contact avec le matériau isolant haute température
- P_2 température du point-chaud en contact avec le matériau isolant conventionnel
- Q température moyenne de l'enroulement déterminée par une mesure de résistance
- $\Delta\theta_{LW}$ échauffement du liquide dans la cuve
- $\Delta\theta_{LW1}$ échauffement axial du liquide dans la partie supérieure de l'enroulement
- $\Delta\theta_{LW2}$ échauffement axial du liquide dans la partie inférieure de l'enroulement
- point mesuré
- point calculé

Figure 6 – Schéma de température modifié pour les enroulements avec système d'isolation mixte

10.5 Essais de type diélectriques

Le système isolant doit être diélectriquement adapté pour l'exploitation à haute température, lorsque cela est exigé.

11 Surveillance, diagnostic et maintenance

11.1 Généralités

La surveillance et le diagnostic des transformateurs font partie de l'approche stratégique pour l'analyse de risque et la gestion des biens qu'il convient d'avoir pour garantir un programme d'entretien approprié et une durée de vie fiable. Dans les transformateurs haute température, il est fortement souhaitable de surveiller la performance du système d'isolation étant donné qu'il n'existe pas encore de données historiques significatives.

NOTE Une bonne approche de diagnostic générale peut être trouvée dans l'IEEE 62.

11.2 Transformateurs remplis d'huile minérale isolante

En raison de la limitation de température de l'huile minérale isolante dans les systèmes d'isolation contenant des isolants à base de cellulose, la quantité de matériaux isolants solides haute température sera généralement petite par rapport à la quantité totale de matériaux isolants. Il est donc probable que la composition des gaz sera proche de celle des transformateurs conventionnels fonctionnant dans les mêmes conditions, du fait de l'échauffement, de l'apparition de décharges partielles et d'arcs électriques.

Dans les transformateurs avec systèmes d'isolation hybride, la source de génération de gaz la plus probable est l'huile minérale isolante. Lors d'échauffement, de défauts thermiques, de décharges partielles ou d'arcs électriques, le matériau isolant solide haute température risque néanmoins de se décomposer avec génération potentielle de gaz et d'autres sous-produits secondaires (humidité, particules, furanes, métaux).

Il est souhaitable de prélever régulièrement des échantillons d'huile à des fins d'analyse. La CEI 60422 fournit des recommandations pour la surveillance et la maintenance des huiles isolantes minérales.

11.3 Transformateurs remplis de liquide isolant haute température

Lors d'échauffement, de défauts thermiques, de décharges partielles ou d'arc électrique dans des transformateurs avec systèmes d'isolation haute température, le matériau isolant liquide et/ou solide risque de se décomposer avec génération potentielle de gaz et d'autres produits secondaires (humidité, particules, furanes, métaux).

Sur les transformateurs de catégories II et III comme définis dans la CEI 60076-5, il est souhaitable de rassembler les données de DGA en vue de référence future en tant qu'outil de diagnostic dans la mesure où les caractéristiques sont susceptibles de différer des transformateurs conventionnels. La CEI 60944 et la CEI 61203 fournissent respectivement des recommandations pour la surveillance et la maintenance des liquides silicones et des esters liquides pour transformateurs dans les équipements.

Annexe A (informative)

Matériaux isolants

A.1 Généralités

La présente Annexe A répertorie les différents Matériaux d'Isolation Electriques (EIM²) haute température à titre informatif uniquement. La présence de ces matériaux n'implique pas l'adéquation d'une combinaison spécifique en vue d'utilisation dans des applications de transformateurs haute température immergés dans du liquide, tel qu'un Système d'isolation électrique (EIS³).

Les matériaux isolants solides communs sont répertoriés dans le Tableau A.1 avec des paramètres et caractéristiques typiques, qui sont utiles pour une évaluation adéquate. Il est important de noter qu'il convient d'obtenir les paramètres de conception spécifiques pour le matériau sélectionné auprès du fabricant du produit en question. Les matériaux d'isolation sont classés en trois groupes: matériaux solides, émaux pour fils et liquides.

Il convient d'évaluer la compatibilité de chaque matériau par rapport aux autres matériaux du système d'isolation et pas seulement sa capacité thermique. Il convient également de noter que la capacité thermique des matériaux individuels peut s'avérer satisfaisante, mais que l'interaction de ces éléments individuels dans le système pourrait rendre le système inacceptable.

A.2 Vieillessement et durée de vie des matériaux d'isolation

Le vieillissement des matériaux est le résultat d'un processus qui sépare les molécules du matériau d'isolation et modifie par conséquent certaines propriétés des matériaux. Il s'agit d'un processus endothermique, ce qui signifie qu'une quantité d'énergie suffisante doit être fournie pour permettre aux atomes de séparer les molécules. Dans les transformateurs, cette énergie est essentiellement fournie par les pertes de transformateur. Plus l'énergie fournie sera importante, plus rapide sera la séparation. L'énergie se présente sous la forme de chaleur, ce qui augmente la température. La température est alors un indicateur approprié du taux de vieillissement et de la durée de vie. D'autres facteurs que la température (comme la présence d'acides, d'oxygène et/ou d'eau) peuvent influencer la durée de vie. En supposant que ces autres facteurs soient constants, la durée de vie du matériau d'isolation suit normalement l'équation suivante:

$$L = a \times e^{\frac{b}{T}} \quad (\text{A.1})$$

où

- L est la durée de vie en h;
- a est une constante dont la dimension est l'heure;
- e est la base du logarithme népérien (2,718...);
- b est une constante dont la dimension est le kelvin;

² EIM = *Electrical Insulation Material*.

³ EIS = *Electrical Insulation System*.

T est la température en kelvin.

L'Equation (A.1) est issue de l'équation d'Arrhenius. En prenant le logarithme népérien des deux côtés de l'Equation (A.1), le résultat donne:

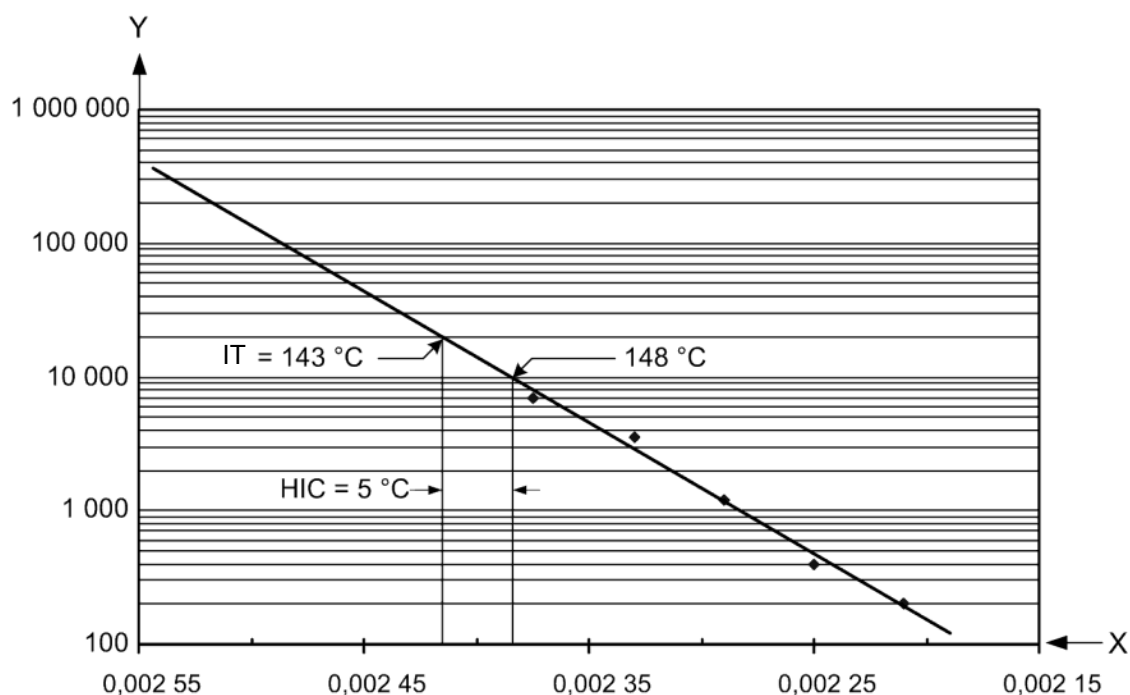
$$\ln(L) = \ln(a) + \frac{b}{T} \quad (\text{A.2})$$

L'Equation (A.2) est représentée par une ligne droite (en coordonnées semi-logarithmiques de L sur $1/T$), qui est déterminée au moyen d'un essai d'endurance thermique décrit dans la CEI 60216-1.

Le critère de fin de vie doit être défini avant l'essai d'endurance thermique. Il peut être une valeur absolue ou un pourcentage de la valeur initiale d'une propriété du matériau qui est cruciale pour la fonction d'isolation du matériau, et préférentiellement une propriété qui se détériore plus rapidement que d'autres propriétés vitales du matériau. Pour les transformateurs immergés dans l'huile avec isolation à base de cellulose, la résistance à la traction du papier qui couvre les conducteurs d'enroulement est souvent utilisée comme l'un des paramètres qui déterminent le degré de vieillissement de l'ensemble du transformateur. Le degré de polymérisation (DP) est également utilisé comme un indicateur de vieillissement, une valeur de 200 étant généralement considérée comme la fin de vie pour les isolants à base de cellulose.

Au cours de l'essai d'endurance thermique, des échantillons du matériau sont chauffés à différentes températures et l'heure de fin de vie est notée. Les durées en fonction de la valeur réciproque des températures absolues sont tracées dans un système de coordonnées, où l'axe du temps a une échelle logarithmique (voir Figure A.1).

Les points sur le graphique représentent les résultats d'un essai d'endurance thermique. La ligne droite correspond à la ligne de régression. Comme on le voit, les points se situent près de la ligne de régression, ce qui confirme que la relation entre la durée de vie et la température du matériau à l'essai suit l'équation d'Arrhenius.



IEC 2253/13

Légende

Axe X valeur inverse de la température absolue en $1/T$ (1/K)

Axe Y durée de vie (h)

Equation $Y = 6 \times 10^{-23} \times e^{25\,390/T}$ $R_2 = 0,983\,5$

NOTE L'axe X ($1/T$) est généralement représenté de droite à gauche, les températures les plus élevées se situant par conséquent sur la droite du graphique.

Figure A.1 – Exemple de graphique d'endurance thermique

Dans cet exemple, une ligne verticale est tracée au point correspondant à 20 000 h sur l'axe des ordonnées et cette ligne verticale coupe l'axe des abscisses en un point correspondant à une température de 143 °C. Cela signifie que l'indice de température IT de ce matériau est de 143 °C.

Une autre ligne verticale est tracée à partir du point où la ligne de régression coupe l'axe des ordonnées au point correspondant à 10 000 h et cette ligne verticale coupe l'axe des abscisses en un point correspondant à une température de 148 °C. L'intervalle de divisions par deux (HIC⁴) correspond alors à la différence entre 148 et 143, soit 5 °C.

Une durée de vie de 20 000 h (un peu plus de 2 ans) à l'indice de température IT sera normalement trop courte comme durée de vie acceptable. Pour obtenir une durée de vie acceptable, la classe thermique assignée au matériau doit être choisie en-dessous de l'indice de température IT. Le degré de dévaluation dépend de la durée de vie que l'utilisateur du matériau exige. La relation entre la durée de vie et la température peut être lue à partir de la ligne de régression étendue dans le graphique ou calculée à l'aide de l'équation de la ligne de régression.

⁴ HIC = halving interval.

Si, par exemple, une durée de vie de 20 ans (175 200 h) est exigée, la température extrapolée de la ligne de régression serait de 128 °C. Si une durée de vie de 30 ans (262 800 h) est exigée, la température extrapolée de la ligne de régression serait de 126 °C. Comme alternative, il est permis de choisir une valeur supérieure à 20 000 h pour le résultat extrapolé de l'essai d'endurance thermique. Dans certains pays, 65 000 et 180 000 h ont été utilisées pour les systèmes d'isolation immergés dans du liquide.

La classe thermique est égale à la température maximale de service que l'utilisateur du matériau juge appropriée, en prenant en compte la durée de vie exigée du transformateur où le matériau est amené à être utilisé. Il convient également de prendre en compte le schéma de chargement du transformateur et les températures ambiantes réelles sur le site où le transformateur sera situé. Dans de nombreux cas, le transformateur peut être chargé en-dessous de sa charge assignée pendant de longues périodes, ce qui permettrait de réduire le taux de vieillissement et prolonger la durée de vie.

Dans certains essais réalisés, la fin de vie a été définie pour se produire lorsque 50 % de la résistance à la traction initiale est consommée. Toutefois, il convient de ne pas percevoir à la lettre cette limite ou toute autre limite fixée pour la fin de vie. Selon cette définition, un transformateur peut fonctionner de façon satisfaisante pendant de nombreuses années après la fin de vie. La décomposition du matériau se fait de manière progressive. Il n'existe pas de limites franches. Cette définition de fin de vie sert davantage à souligner le fait que la capacité du transformateur à résister aux contraintes en conditions de service anormales (comme les courants de court-circuit élevés) est en principe plus faible par rapport à un transformateur neuf. En outre, le transport du transformateur d'un site à un autre implique un risque supérieur.

NOTE La théorie classique de vieillissement d'un matériau simple est donnée à l'Article A.2. Pour des analyses détaillées concernant les mécanismes complexes du vieillissement des matériaux dans un transformateur typique, on peut se reporter aux documents techniques indiqués dans la Bibliographie.

A.3 Isolation solide

L'isolant solide est disponible sous forme de papier, de film, de feuille et de carton et dans différentes dimensions selon les applications mécaniques utilisées dans la structure diélectrique. Le Tableau A.1 récapitule les matériaux facilement disponibles, ainsi que les paramètres typiques. Noter que ces informations de performance typiques sont basées sur des composants soumis à des essais individuels en tant qu'échantillons isolés dans l'air. La performance diélectrique et thermique en tant que système, lorsqu'il est immergé dans le liquide isolant sélectionné, peut différer considérablement des valeurs des composants ainsi que des valeurs associées à l'imprégnation dans un liquide spécifique. Par conséquent, les classes thermiques dans l'air données dans le Tableau A.1 ne sont pas directement acceptables pour les applications immergées dans un liquide.

Les classes thermiques doivent être déterminées dans le cadre d'expériences en service ou d'essais fonctionnels du matériau solide immergé dans le liquide applicable. Par exemple, dans le Tableau A.1, même si le carton à base de cellulose est classé comme un matériau 105 lors des essais dans l'air, il peut en pratique être appliqué comme un matériau thermiquement amélioré dans la majorité des liquides (y compris les esters liquides). La justification de ce fait se base sur les expériences en service satisfaisantes obtenues avec du carton à base de cellulose non-thermiquement amélioré dans des transformateurs ayant la désignation « thermiquement améliorés » au cours des 50 dernières années.

Il convient également de ne pas supposer que la classe thermique du système passerait nécessairement par défaut à la classe de température la plus basse des composants individuels du système. Au contraire, la capacité thermique privilégiera souvent le composant ayant la température la plus élevée. Toutefois, il convient que la classe thermique des composants individuels fournisse des indications pour le choix et le positionnement des différents matériaux dans la conception de l'isolant.

Selon l'interprétation des données d'essai lors de l'élaboration d'autres liquides, il a été proposé que les liquides possédant des niveaux de saturation d'eau nettement supérieurs aux températures d'exploitation puissent permettre des limites de température d'exploitation plus élevées pour l'isolant solide étant donné leur capacité à éliminer l'humidité du solide.

Tableau A.1 – Propriétés typiques des matériaux d'isolation solides

Matériau	Classe thermique (CEI 60085) °C	Norme CEI de référence	Permittivité relative à 25 °C	Facteur de dissipation %		Absorption d'humidité %	Densité g/cm ³	Forme
				A 25 °C	A 100 °C			
A base de cellulose	105	60554-3	3,3 – 4,1	0,4	1,0	7,0	0,97 – 1,2	Papier
Thermiquement amélioré à base de cellulose	120		3,3 – 4,1	0,4	1,0	7,0	0,97 – 1,2	Papier
A base de cellulose	105 ^b	60641-3	2,9 – 4,6	0,4	1,0	7,0	0,8 – 1,35	Carton
Papier stratifié enduit de résine (bakélite)	130		5,8	2,5		2,3	1,36	Carton
Polysulfure de phénylène (PPS)	155		3,0	0,06	0,12	0,05	1,35	Film
Verre polyester^a	130 – 200	60893-3	4,8	1,3 – 7,0	N/A	0,2 – 1,1	1,8 – 2,0	Feuille
Verre polyester^a	130 – 220	61212-3	N/A	N/A	N/A	0,16 – 0,28	1,8 – 2,0	Formes
Polyimide	220	60674-3	3,4	0,2	0,2	1,0 – 1,8	1,33 – 1,42	Film
Aramide	220	60819-3	1,6 – 3,2	0,5	0,5	5,0	0,30 – 1,10	Papier
Aramide	220	61629-1	1,7 – 3,5	0,5	0,5	5,0	0,52 – 1,15	Carton

NOTE 1 Toutes les données sont basées sur des mesures prises dans l'air.

NOTE 2 Les données de permittivité relative et de facteur de dissipation sont référencées à 50 Hz ou 60 Hz.

NOTE 3 Les données d'humidité sont basées sur de l'air d'humidité relative de 50 %.

^a Généralement utilisé que dans les applications basse tension immergées dans du liquide étant donné la présence possible d'air pendant le processus de fabrication.

^b Même si le carton à base de cellulose est classé ici comme un matériau 105 lors des essais dans l'air, il a été en pratique appliqué comme un matériau thermiquement amélioré dans la majorité des liquides (y compris les esters liquides). La justification de ce fait se base sur les expériences en service satisfaisantes obtenues avec du carton à base de cellulose non-thermiquement amélioré dans des transformateurs ayant la désignation « thermiquement améliorés » au cours des 50 dernières années.

A.4 Isolation par émaillage des fils conducteurs

La liste du Tableau A.2 met en évidence deux émaux d'isolation utilisés pour le revêtement de fils de bobinage de section rectangulaire et circulaire en cuivre et en aluminium pouvant être adaptés à une utilisation dans des liquides à haute température. Des informations complémentaires peuvent être trouvées dans les sections applicables spécifiques de la série CEI 60317. La présence d'un revêtement dans cette liste n'implique pas la compatibilité avec l'un des nombreux liquides diélectriques disponibles et est seulement donnée à titre informatif. En réalité, la plupart des revêtements à base d'email ne sont pas adaptés à une utilisation dans des liquides à haute température. Les procédures visant à vérifier la compatibilité avec différents liquides sont définies dans la CEI 60851-4. Néanmoins, il convient de modifier ces procédures pour les applications haute température.

Tableau A.2 – Emaux typiques pour isolation de fil

Nom chimique	Classe thermique	CEI 60317 partie applicable	Acronyme commun	Nom commun
Polyamideimide aromatique	200	26	AIW	Polyamideimide
Polyimide aromatique	220	7, 30	PIW	Polyimide
NOTE Classe thermique dans l'air conformément à la norme CEI 60317.				

A.5 Liquides isolants

Le Tableau A.3 indique les caractéristiques de performance typiques des liquides diélectriques facilement disponibles qui sont utilisés dans les transformateurs immergés dans du liquide. L'huile minérale isolante, conforme à la CEI 60296, est le liquide le plus commun utilisé dans les transformateurs et est généralement la référence de performance à laquelle tous les autres liquides sont comparés. Ce liquide est également la référence pour comparer la performance à haute température.

La CEI 61100 définit un ensemble de règles pour classer les liquides en fonction du point de feu et du pouvoir calorifique. Un point de feu supérieur à 300 °C, comme déterminé selon l'ISO 2592 classe le liquide comme Classe K. Cependant, ni le point éclair ni le point de feu ne définit la performance à haute température. Le développement de sédiments, l'affinité à l'humidité et le taux d'oxydation affectent la capacité thermique d'un liquide. Il convient de contacter le fabricant du liquide pour déterminer si un produit spécifique convient pour une utilisation à des températures plus élevées que l'huile minérale isolante conventionnelle, dans la mesure où il peut dépendre de certains additifs qui peuvent ne pas être présents dans tous les produits dans la même catégorie générique.

Les températures d'exploitation maximales énumérées dans le Tableau A.3 sont fournies seulement comme un point de départ pour d'autres études, dans la mesure où il n'existe pas de procédure généralement reconnue permettant d'établir un indice thermique pour les liquides isolants. Ces températures sont estimées ou généralement acceptées par l'industrie, mais il convient de ne pas les prendre comme des recommandations de la présente norme.

Tableau A.3 – Caractéristiques de performance typiques des liquides isolants neufs

Nom générique	Norme CEI de référence	Classe thermique ^a °C	Point d'éclair ^c °C	Point de feu ^c °C	Teneur en eau mg/kg	Densité à 25 °C g/cm ³	Permittivité relative ^d à 25 °C	Facteur de dissipation à 25 °C %	Viscosité cinématique mm ² /s		Conductivité thermique à 25 °C W/mK	Chaleur spécifique à 25 °C J/kg °C
									A 40 °C	A 100 °C		
Huile minérale isolante	60296	105	145	160	25	0,88	2,2	0,05	9,2	2,3	0,12	2 100
Hydrocarbure synthétique	60867	~130	230	250	15	0,83	2,1	0,01		4,1	0,14	2 100
Ester synthétique	61099	~130	275	316	50	0,97	3,2	0,02	28	5,8	0,16	2 100
Silicone diméthyl	60836	~155 ^b	310	360	50	0,96	2,7	0,01	40	14,3	0,15	1 500
Bien que les liquides suivants soient utilisés dans certaines applications de transformateur, ils ne sont pas encore définis par des normes CEI.												
Hydrocarbure synthétique PAO	N/A	~130	264	304	15	0,83	2,1	0,01	-	8,6	0,13	2 300
Ester naturel	N/A	~130 ^b	330	360	50	0,91	3,2	0,20	33	9	0,17	2 000
Hydrocarbure à poids moléculaire élevé	N/A	~155	280	312	10	0,87	2,2	0,01	-	11,8	0,14	2 100

NOTE Les valeurs de ce tableau sont fournies uniquement à titre indicatif pour la comparaison des différents liquides. Pour les propriétés physiques et les limites d'acceptation des liquides, se reporter à la norme CEI indiquée pour chaque liquide. Vérifier auprès du fabricant du liquide les propriétés physiques et les limites d'acceptation des liquides ne disposant pas de document CEI.

^a La classe thermique est égale à la température d'exploitation maximale recommandée, qui est supposée donner une durée de vie acceptable du liquide.

^b En raison des propriétés de stabilité à l'oxydation de ces liquides diélectriques, les limites de température estimées s'appliquent aux transformateurs hermétiques ou aux transformateurs munis de systèmes de préservation de l'azote qui éliminent essentiellement l'entrée d'air.

^c Essai Cleveland à vase ouvert selon l'ISO 2592. Dans les documents de la CEI, le point d'éclair est déterminé conformément à l'essai Pensky-Martins à vase clos selon l'ISO 2719 qui donne généralement des valeurs inférieures à celles indiquées.

^d Les données de permittivité relative et de facteur de dissipation sont référencées à 50 Hz ou 60 Hz.

Annexe B (informative)

Augmentation rapide de la température et formation de bulles

B.1 Généralités

Bien que la majeure partie des recherches historiques concerne les conditions de surcharge pour les transformateurs avec isolation à base de cellulose immergée dans l'huile minérale, les principes de la formation de bulles sont les mêmes pour les transformateurs conçus pour fonctionner à haute température. Les études ont montré que le facteur déterminant le plus important (autre que la température) est la teneur en humidité dans l'isolant solide. Les recherches menées par Oommen (cf. Bibliographie) constituent la base de l'Annexe B et cette théorie a été retenue en raison de l'unique perspective d'une formule empirique pour décrire le phénomène.

Les experts conviennent qu'une bulle est constituée par l'expansion d'une cavité extérieure, qui a une teneur initiale en gaz/vapeur. Lorsque cela s'applique à un conducteur enveloppé de papier, on suppose que de minuscules cavités sur la surface papier sont initialement remplies de petites quantités de vapeur d'eau et de gaz dissous. Dans des conditions d'augmentation rapide de la température, le conducteur et le papier surchauffent avec pour effet une dilatation de la cavité dans laquelle la vapeur d'eau est tout d'abord injectée. Au fur et à mesure que la cavité s'étend, la quantité de vapeur d'eau dans la bulle augmente. La teneur en gaz peut difficilement changer dans de tels laps de temps. La formation de bulles doit alors être dictée par le dégagement de vapeur d'eau plutôt que par la teneur en gaz dans l'huile minérale.

B.2 Hypothèses de base

L'équation fondamentale régissant la formation de bulles est:

$$P_{\text{int}} = P_{\text{ext}} + \frac{2 \times \sigma}{R} \quad (\text{B.1})$$

où

- P_{int} est la pression interne;
- P_{ext} est la pression externe;
- σ est la pression de tension de surface;
- R est le rayon de la bulle.

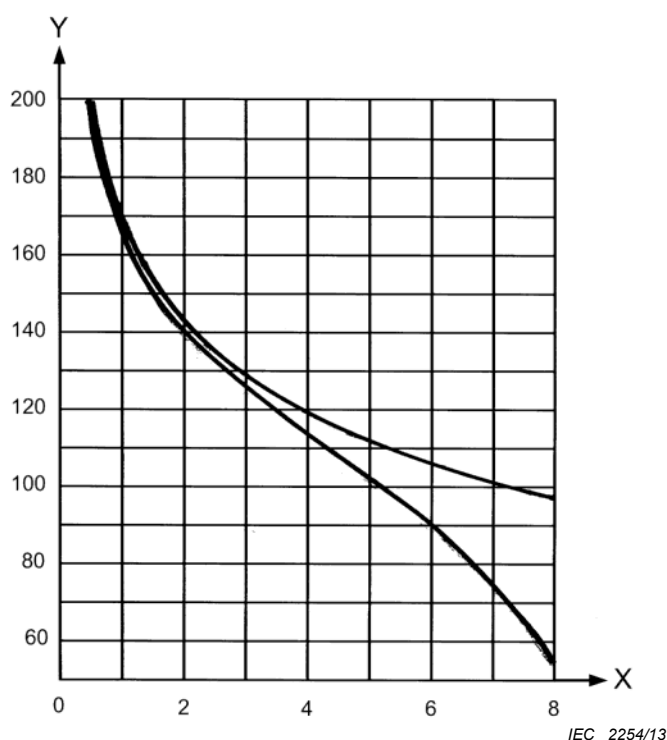
B.3 Vérification expérimentale

Deux modèles de bobines ont été utilisés dans le cadre des études expérimentales. L'un des modèles utilisait un capteur de température à fibres optique à la place d'un capteur de thermocouple pour la détection de la température du point chaud et un enroulement distinct était utilisé pour appliquer une tension pour la détection des décharges partielles (PD⁵) de bulles en plus de l'observation visuelle. La teneur en humidité du papier dans la bobine et la teneur en gaz de l'huile minérale ont été modifiées sur une large plage. La teneur en humidité se situait entre 0,5 % et 8,0 % (basée sur du papier sec/sans huile) et la teneur en gaz allait du dégazage complet à la saturation complète en azote. Un échauffement rapide simulait les

⁵ PD = *partial discharge*.

conditions d'un enroulement de transformateur en conditions de surcharge. En plus des systèmes entièrement dégazés et des systèmes complètement saturés de gaz, plusieurs essais ont été réalisés avec de l'huile minérale partiellement dégazée. Au total, 22 essais de modèles de bobines ont été effectués.

La Figure B.1 montre les résultats de ces essais sous forme graphique. La courbe supérieure représente l'huile minérale dégazée et la courbe inférieure représente l'huile minérale saturée de gaz. Pour les valeurs de faible humidité, on remarque que la température d'évolution des bulles est pratiquement la même pour les systèmes dégazés et les systèmes saturés de gaz. A une humidité de 2 % du papier (ce qui correspond à un transformateur âgé avec isolation à base de cellulose), la température estimée d'évolution des bulles est légèrement supérieure à 140 °C. Toutefois, pour une unité sèche avec un niveau d'humidité de 0,5 %, la température estimée d'évolution des bulles est supérieure à 200 °C.



Légende

Axe X	pourcentage d'eau dans le papier
Axe Y	température de point chaud d'évolution des bulles (°C)
Courbe supérieure	systèmes sans gaz
Courbe inférieure	systèmes saturés de gaz

Figure B.1 – Diagramme de température d'évolution des bulles

B.4 Formule mathématique de la formation de bulles

Il a été possible de rapporter la température de point chaud en fonction de la teneur en gaz et humidité et de la pression externe totale (pression atmosphérique plus hauteur de l'huile). L'équation empirique est indiquée ci-dessous:

$$\theta = \left[\frac{6\,996,7}{22,454 + 1,449\,5 \times \ln(W_{WP}) - (2,015 + \ln(P_{\text{res}}))} \right] - \left[\exp(0,473 \times W_{WP}) \times \left(\frac{V_g^{1,585}}{30} \right) \right] - 273 \quad (\text{B.2})$$

où

θ est la température d'évolution des bulles en °C;

W_{WP} est le pourcentage par poids d'humidité du papier basé sur le poids du papier sec sans huile;

P_{Pres} est la pression totale en kPa;

V_g est la teneur en gaz du liquide en pourcentage (V/V).

La première partie entre crochets de l'équation concerne l'huile minérale dégazée et a été dérivée du célèbre diagramme de Piper représentant la relation entre la pression de l'eau et l'humidité. Le second terme sert à l'ajustement de la teneur en gaz de l'huile minérale. La concordance entre les températures observées et calculées était excellente, avec pas plus de deux degrés de différence pour les essais avec le modèle de bobine unique et pas plus de quatre degrés de différence pour le modèle de bobine à trois disques (pour lequel l'observation visuelle des bulles était plus difficile et où aucune détection des décharges partielles n'a été utilisée).

Le pourcentage par poids d'humidité du papier sur une base sèche signifie que le taux d'humidité est basé sur le poids du papier sec sans huile. Le pourcentage d'eau estimé sur une base "humide, huileuse" (comme cela est généralement le cas) sera inférieur à la valeur obtenue sur une base sèche/sans huile, car le poids du papier comprendrait à la fois le poids de l'huile et de l'eau.

B.5 Exemple de calcul pour les isolants à base de cellulose et l'huile minérale

Supposons une teneur en eau de 1,5 % dans l'isolation à base de papier cellulosique d'un transformateur âgé. Pour calculer la température estimée d'évolution des bulles de la bobine à une profondeur de 2,5 m du niveau d'huile supérieur du grand transformateur de puissance, on doit ajouter la hauteur d'huile à l'espace de gaz au-dessus de l'huile. Supposons les paramètres suivants:

Eau dans le papier	=	W_{WP}	=	1,5 %
Pression externe	=			100 kPa
Hauteur d'huile (2,5 m)	=			21,6 kPa
Pression totale	=	P_{Pres}	=	121,6 kPa
Teneur en gaz	=	V_g	=	4,0 %

L'Equation (B.2) donne une température approximative d'évolution des bulles de 158 °C. Avec une teneur en gaz de 8 %, la température des bulles chute d'environ un degré seulement.

B.6 Exemple de calcul pour les isolants haute température et l'huile minérale

Des études indiquent que certains matériaux isolants haute température ont tendance à avoir une teneur en humidité inférieure à celle des isolants à base de cellulose et qu'ils ont par conséquent tendance à buller à des températures supérieures. Si le même transformateur que celui de l'exemple ci-dessus était fabriqué avec une isolation haute température, la teneur en humidité du papier isolant pourrait être égale à la moitié de celle du papier cellulosique. Par conséquent, une teneur en humidité de 0,75 % donne une température estimée de bullage d'environ 186 °C avec la même teneur en gaz de 4 % dans l'huile minérale. Là aussi, une teneur en gaz de 8 % ne fait chuter la température approximative de bullage que d'un degré seulement.

Annexe C **(informative)**

Ester liquide et cellulose

C.1 Généralités

Depuis que le développement des esters liquides pour les applications électriques a commencé, les chercheurs indépendants, producteurs et utilisateurs ne cessent d'étudier les propriétés physiques, chimiques et électrique des esters. Certains travaux ont étudié l'impact des esters liquides sur les autres matériaux dans le cadre d'expériences de vieillissement fonctionnel et accéléré, ce qui a permis d'observer une réduction notable du taux de vieillissement des matériaux isolants à base de cellulose. Le taux de vieillissement des systèmes d'isolation à base d'ester et de cellulose étend la plage d'applications au-delà de celle des systèmes d'isolation à base d'huile minérale et de cellulose en permettant des capacités de charge supérieures à haute température sans diminuer la durée de vie des matériaux isolants ni augmenter la taille des transformateurs.

C.2 Méthodologies d'évaluation du vieillissement des systèmes d'isolation

Les caractéristiques de vieillissement des systèmes d'isolation à base de papier et d'huile minérale pour le papier kraft et le papier thermiquement amélioré (TUP) sont bien connues. Les systèmes d'isolation à base d'ester naturel sont comparés aux systèmes d'isolation à base d'huile minérale en utilisant les mêmes méthodes classiques de vieillissement accéléré des transformateurs de distribution (essai de durée de vie fonctionnel ou essai dit « Lockie ») [1,25,26]⁶ et des essais de vieillissement en tube scellé à l'échelle laboratoire [2-11,17,18,20,22,23,29] ont été utilisés pour l'évaluation des systèmes d'isolation à base d'huile minérale. Ces techniques mesurent généralement la réduction de la résistance à la traction et du degré de polymérisation (DP). Les résultats sont utilisés pour déterminer les courbes de vie des systèmes d'isolation à base de liquide et de papier. Les données de fin de vie mesurées à plusieurs températures (au moins trois) sont ensuite combinées pour tracer un graphique d'Arrhenius. Deux documents proposent un examen des études de vieillissement accéléré concernant des systèmes d'isolation à base de papier et d'ester naturel liquide [13,24] utilisées ici.

C.3 Examen des recherches publiées sur les essais de vieillissement

A l'exception d'une étude, toutes les études à l'origine des données de vieillissement en tube scellé utilisées ici mettent en œuvre la méthode de temps de maintien en température, où les mesures sont effectuées au fil du temps à une température constante. Une étude a utilisé une approche différente où la température est maintenue à un niveau constant pendant une période fixe, puis augmentée d'un incrément fixe sur plusieurs périodes [20]. Dans ce cas, la durée de maintien à chaque température est normalisée en durée de vie unitaire, les valeurs sont additionnées de manière à obtenir la quantité totale de vieillissement et incluses dans les données de vieillissement de durée de vie unitaire globales.

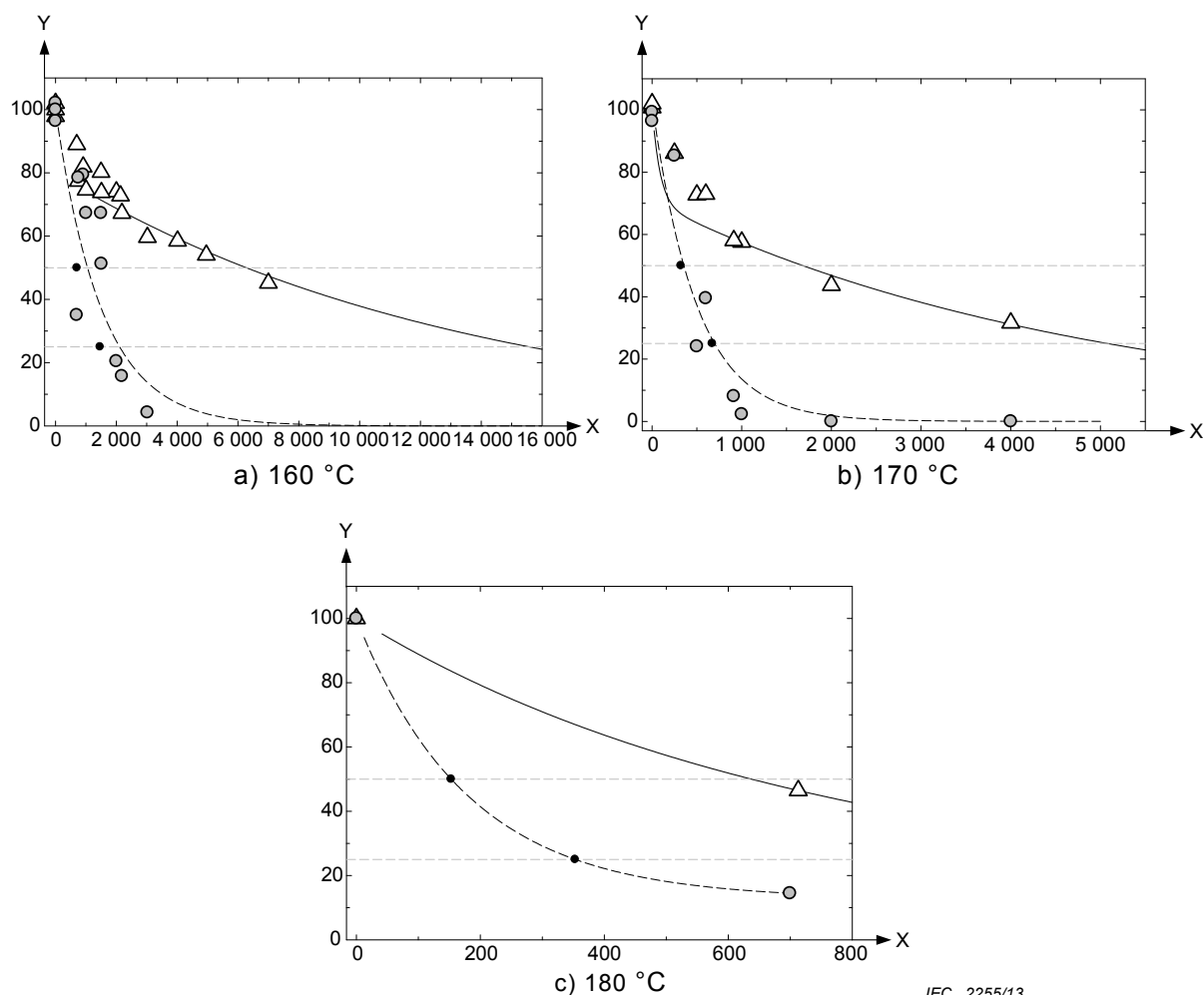
Les caractéristiques de vieillissement du papier kraft et des papiers thermiquement améliorés dans l'ester liquide isolant (du point de vue de la résistance à la traction et du degré de polymérisation) se dégradent moins vite que dans l'huile minérale [2-11,17,18,20,22,23,29]. Les résultats d'études sur la durée de vie fonctionnelle corroborent les vitesses de dégradation inférieures observées dans les études de vieillissement du papier [1,24]. Des

⁶ Les chiffres entre crochets se réfèrent aux références à l'Article C.6.

mécanismes ont été proposés pour expliquer cette différence de vitesse [10,11,19,21-23,27,28].

Les données de vieillissement utilisées dans l'Annexe C pour le calcul des courbes de vieillissement de durée de vie unitaire se limitent à celles des études où a) du papier isolant a été soumis à un vieillissement accéléré dans l'huile minérale et l'ester liquide, et où b) du papier isolant dans l'huile minérale a donné des taux de vieillissement proches de ceux calculés au moyen des équations de calcul de la durée de vie et des critères de fin de vie des matériaux isolants donnés dans le guide de chargement, IEEE Std C57.91-1995. Ces restrictions garantissent que chacun des ensembles de données pour l'huile minérale et l'ester sont soumis à l'essai à l'aide de la même procédure et que les résultats sont conformes avec les données pour l'huile minérale, obtenues depuis des décennies, utilisées pour la génération des équations de calcul de la durée de vie des systèmes d'isolation à base d'huile minérale.

Les Figures C.1a), C.1b) et C.1c) représentent la résistance à la traction en fonction du temps à une température constante [4,13,18,24]. En normalisant les données de temps/température à l'aide des équations et points limites du guide de chargement IEEE, toutes les données peuvent être visualisées sur un graphique. Les données composites peuvent également être utilisées pour donner un ajustement de courbe plus fiable.



Légende

Axe X durée (h)

Axe Y résistance à la traction (% non vieilli)

- △ ester naturel 160 °C [13, 18, 24]
- huile minérale 170 °C [4, 24]
- IEEE C57.91-1995 180 °C [13]

Figure C.1 – Résultats de vieillissement de la résistance à la traction pour le TUP dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide

Par exemple, une résistance à la traction retenue de 50 % (voir Figure C.1a)) pour l'ester naturel à 160 °C s'élève à environ 6 280 h. A l'aide de l'équation de calcul de la durée de vie unitaire de l'huile minérale et du papier thermiquement amélioré de la norme IEEE C57.91-1995, la durée de vie unitaire à 160 °C s'élève à 0,011. Par conséquent, la durée en heures pour la résistance à la traction consommée à 50 % correspond au point limite (65 000 h) multiplié par (durée de vie unitaire de 0,011), ce qui donne 706 h.

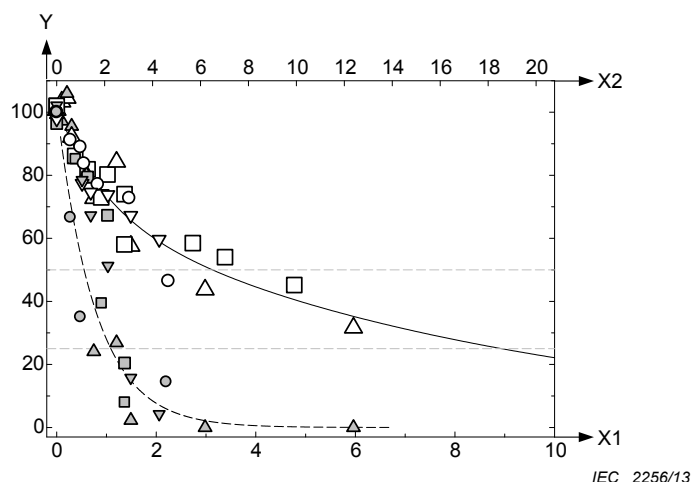
NOTE Le point d'intersection historique pour la durée en heures de l'essai en tube scellé était de 65 000 heures, mais a été porté à 180 000 heures dans la version révisée de l'IEEE C57.100.

La durée de vie unitaire de l'ester naturel (6 280 h) divisée par (706 h) est égale à 8,89. Le résultat composite est indiqué à la Figure C.2.

Etant donné que deux des points de fin de vie donnés dans le guide de chargement sont basés sur la résistance à la traction retenue (50 % et 25 % de la résistance à la traction

initiale), deux axes X de vie unitaire sont exigés pour les graphiques de résistance à la traction/durée de vie unitaire (cf. Figures C.2 et C.4).

Cela est fait pour chaque point de données pour l'huile minérale et l'ester naturel liquide à chaque température et chaque point de fin de vie. Les Figures C.1 et C.2 représentent la résistance à la traction du papier thermiquement amélioré. Les Figures C.3 et C.4 représentent les résultats de degré de polymérisation.



Légende

Axe X1 durée de vie unitaire IEEE (temps de maintien à 25 % de résistance à la traction retenue = 1)

Axe X2 durée de vie unitaire IEEE (temps de maintien à 50 % de résistance à la traction retenue = 1)

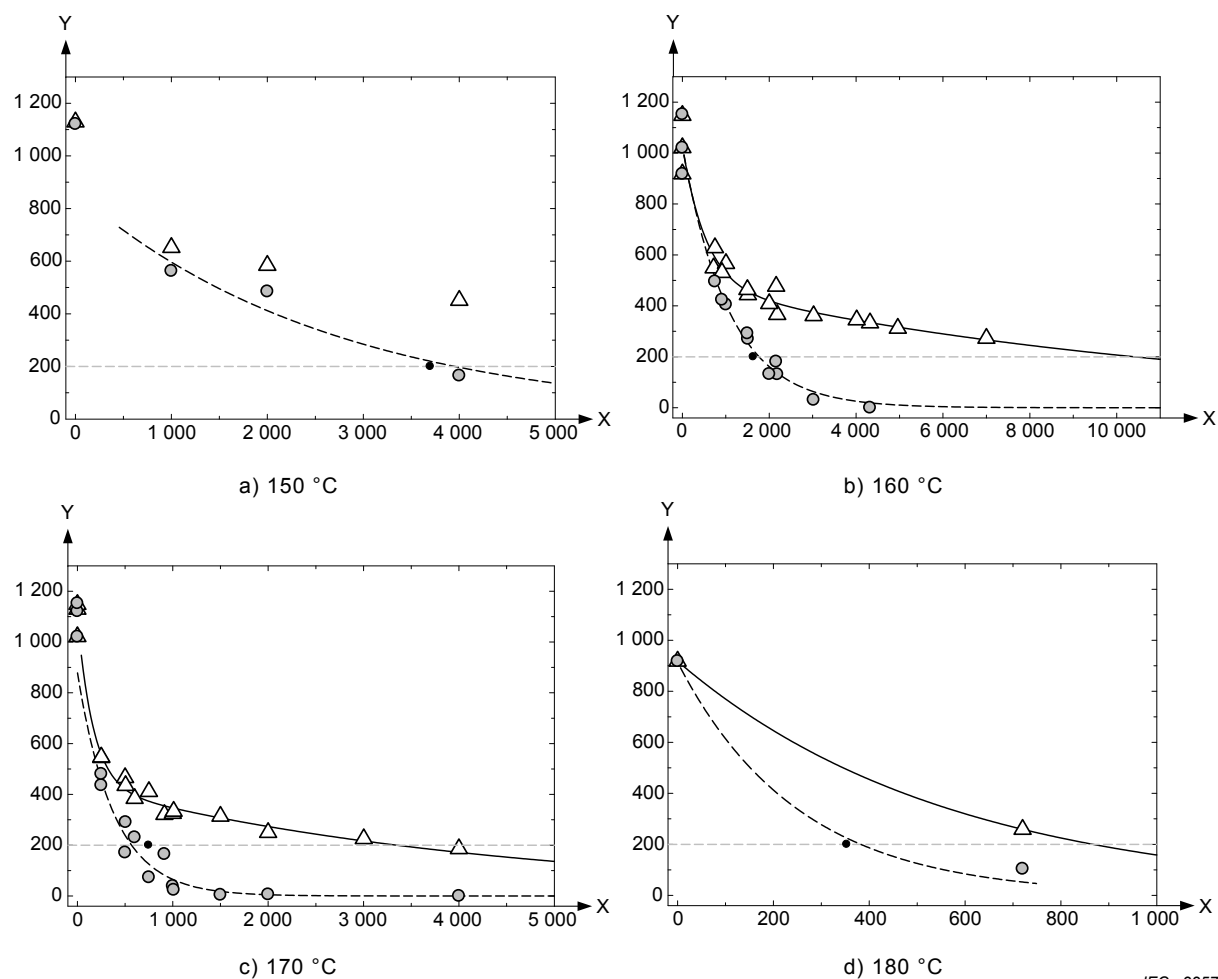
Axe Y résistance à la traction (% non vieilli)

△	Mineral oil 130 °C, 150 °C, 170 °C [4]	△	Natural ester 130 °C, 150 °C, 170 °C [4]
○	Mineral oil 140 °C, 160 °C, 180 °C [13]	○	Natural ester 140 °C, 160 °C, 180 °C [13]
▽	Mineral oil 160 °C [18]	▽	Natural ester 160 °C [18]
□	Mineral oil 160 °C, 170 °C [24]	□	Natural ester 160 °C, 170 °C [24]

Légende

Anglais	Français
mineral oil	huile minérale
natural ester	ester naturel

Figure C.2 – Résultats composites de vieillissement de la résistance à la traction pour le TUP dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide

**Légende**

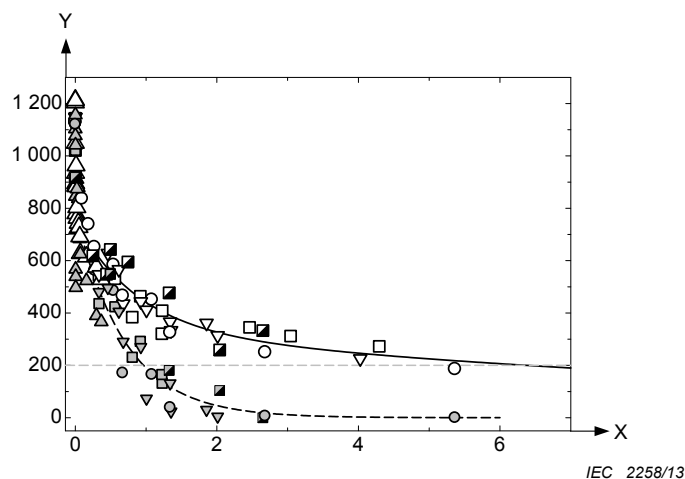
Axe X durée (h)

Axe Y degré de polymérisation (DP)

- | | | |
|---|------------------|--------------------|
| △ | ester naturel | 150 °C [4] |
| ○ | huile minérale | 160 °C [8, 18, 24] |
| • | IEEE C57.91-1995 | 170 °C [4, 18, 24] |
| | | 180 °C [8] |

IEC 2257/13

Figure C.3 – Résultats de vieillissement du degré de polymérisation pour le papier thermiquement amélioré dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide



Légende

Axe X durée de vie unitaire IEEE (temps de maintien à 200 DP = 1)

Axe Y degré de polymérisation (DP)

▲	Mineral oil 90 °C, 110 °C, 130 °C [9]	△	Natural ester 90 °C, 110 °C, 130 °C [9]
○	Mineral oil 130 °C, 150 °C, 170 °C [13]	○	Natural ester 130 °C, 150 °C, 170 °C [13]
■	Mineral oil 140 °C, 160 °C, 180 °C [8]	■	Natural ester 140 °C, 160 °C, 180 °C [8]
▼	Mineral oil 160 °C, 170 °C [18]	▼	Natural ester 160 °C, 170 °C [18]
□	Mineral oil 160 °C, 170 °C [24]	□	Natural ester 160 °C, 170 °C [24]

Légende

Anglais	Français
mineral oil	huile minérale
natural ester	ester naturel

Figure C.4 – Résultats composites de vieillissement du degré de polymérisation pour le TUP dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide

Les Figures C.5 à C.8 montrent un ensemble de résultats similaires pour les combinaisons ester naturel liquide/papier kraft, qui sont une nouvelle fois comparés à la courbe du guide de chargement IEEE.

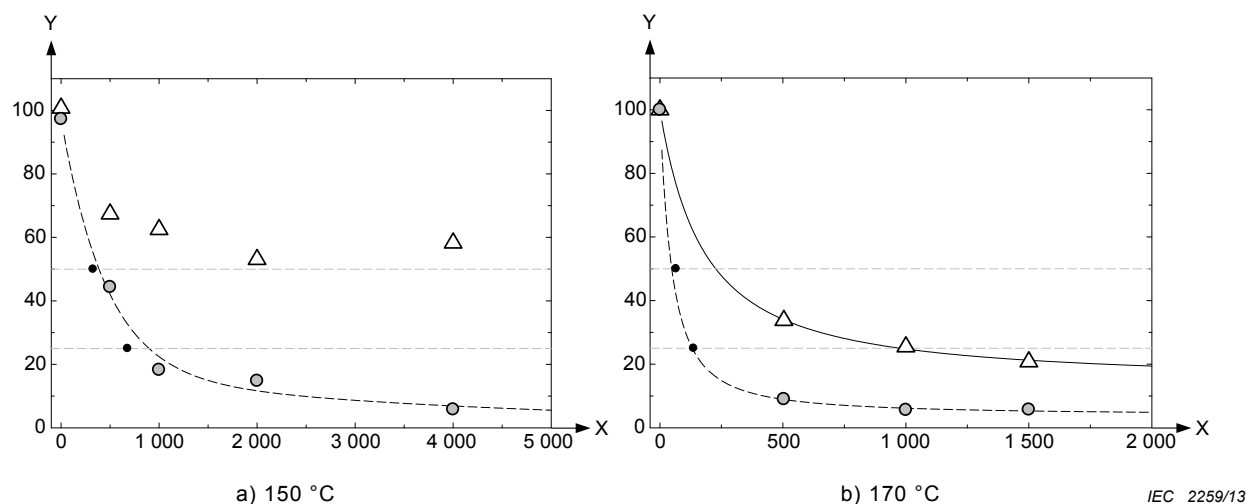
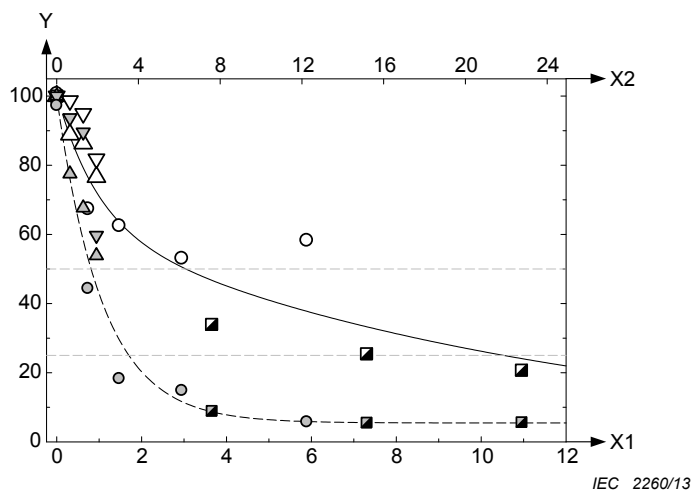


Figure C.5 – Résultats de vieillissement de la résistance à la traction pour le papier kraft dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide

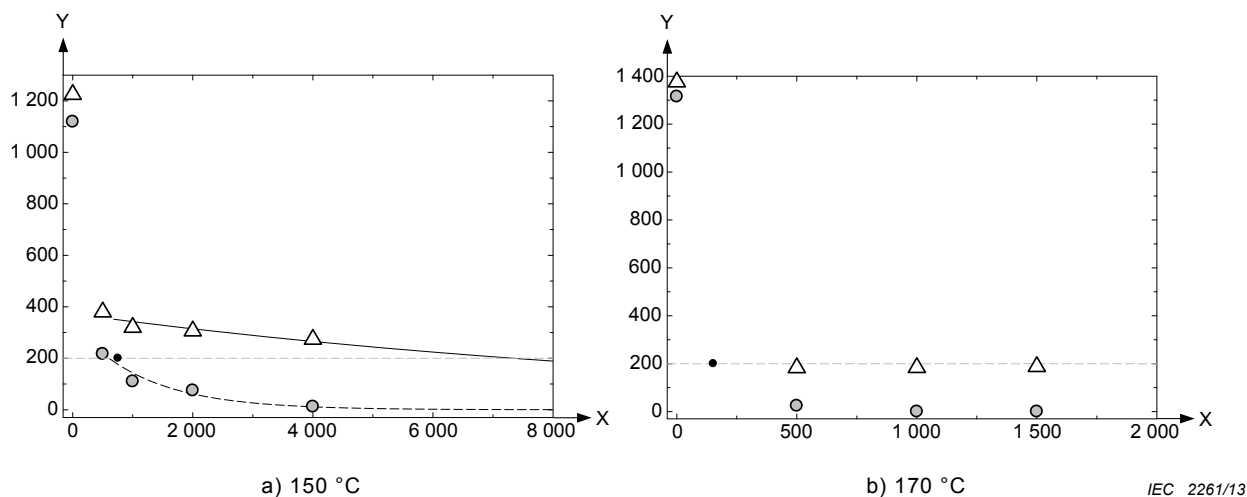


Légende

Anglais	Français
mineral oil/kraft	huile minérale/papier kraft
mineral oil/cotton/kraft	huile minérale/coton/papier kraft
natural ester/kraft	ester naturel/papier kraft

Anglais	Français
natural ester/cotton/kraft	ester naturel/coton/papier kraft

Figure C.6 – Résultats composites de vieillissement de la résistance à la traction pour le papier kraft dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide



Légende

Axe X durée (h)

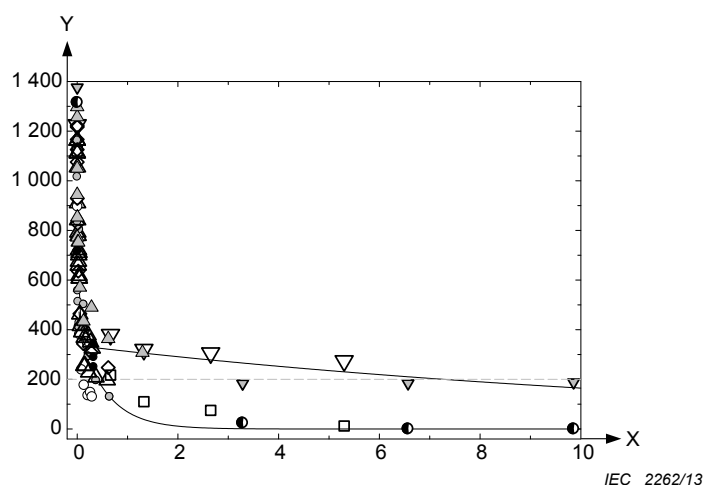
Axe Y degré de polymérisation (DP)

△ ester naturel 150 °C [4]

○ huile minérale 170 °C [17]

• IEEE C57.91-1995

Figure C.7 – Résultats de vieillissement du degré de polymérisation pour le papier kraft dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide



Légende

Axe X durée de vie unitaire IEEE (temps de maintien à 200 DP = 1)

Axe Y degré de polymérisation (DP)

- | | | | |
|---|--|---|--|
| ○ | Mineral oil 110 °C [5] | | |
| ● | Mineral oil 90 °C, 110 °C, 130 °C [21] | △ | Natural ester 90 °C, 110 °C, 130 °C [21] |
| □ | Mineral oil 150 °C [4] | ▽ | Natural ester 150 °C [4] |
| ● | Mineral oil/cotton/kraft 170 °C [17] | ▽ | Natural ester/cotton/kraft 170 °C [17] |
| ◇ | Mineral oil [18] | △ | Natural ester [18] |

Légende

Anglais	Français
mineral oil	huile minérale
mineral oil/cotton/kraft	huile minérale/coton/papier kraft
natural ester	ester naturel
natural ester/cotton/kraft	ester naturel/coton/papier kraft

Figure C.8 – Résultats composites de vieillissement du degré de polymérisation pour le papier kraft dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide

C.4 Analyse des différences de vieillissement de la cellulose entre l'huile minérale et les esters liquides

C.4.1 Généralités

Trois phénomènes sont responsables de l'amélioration des caractéristiques de durée de vie des isolants à base de cellulose lorsqu'ils vieillissent dans l'ester naturel liquide et l'eau est impliquée à chaque fois. Le premier phénomène est en rapport avec le partitionnement de l'eau entre la cellulose et le liquide. L'eau se déplace entre la cellulose et le liquide, tentant d'atteindre la même saturation relative dans chaque matériau. La limite de solubilité (point de saturation) de l'eau dans les esters naturels liquides est largement supérieure; presque 16 fois plus grande à température ambiante et presque 4 fois plus grande à 100 °C, par rapport à l'huile minérale. Le même principe s'applique également aux esters synthétiques, où le point de saturation est presque 40 fois plus grand à température ambiante et 10 fois plus grand à 100 °C. Par conséquent, une plus grande quantité d'eau passera du papier au liquide pour atteindre la même saturation relative, ce qui laisse moins d'eau dans le papier [19]. Un calcul de la distribution de l'eau entre le papier et le liquide démontre cet effet, ainsi que le possibilité d'obtenir de la cellulose plus sèche dans les esters liquides.

Le second phénomène est en rapport avec l'interaction chimique de l'eau et du liquide. Un produit du processus de vieillissement de la cellulose est la génération d'eau. On s'attend donc à ce que la teneur en eau de la cellulose augmente au fur et à mesure du processus de vieillissement, ce qui pousse l'eau à migrer du papier dans le liquide afin d'égaliser la saturation relative. C'est exactement ce qui se produit dans le cas de l'huile minérale [12]. Etant donné la limite de saturation supérieure, une plus grande quantité d'eau passera dans l'ester liquide. Toutefois, l'eau peut réagir chimiquement avec l'ester naturel (hydrolyse), ce qui consomme de l'eau et produit des acides gras libres. Le résultat net est que la teneur en eau de l'ester reste constante (ou diminue) à mesure que la cellulose vieillit [4,19,27,29]. Comme la réaction d'hydrolyse génère également des acides gras libres, la quantité d'acides augmente plus rapidement qu'avec le système à base d'huile minérale. Même si les études en tube scellé montrant le taux de vieillissement réduit de la cellulose sont réalisées à haute température, les prémices de ces deux premiers phénomènes peuvent être observées aux températures d'exploitation normales du transformateur [27].

Le troisième phénomène implique une modification de la structure de la cellulose par réaction chimique avec les acides gras libres produits par hydrolyse – ce processus est appelé transestérification [19,22,23,28].

C.4.2 Appauvrissement de l'humidité

L'évolution de l'humidité dans la cellulose avec les esters liquides et les huiles minérales dans le cadre d'essais en récipient fermé a été mesurée et reportée par de nombreux chercheurs [5,6,19,29]. A la lueur de ces données, on constate clairement que la teneur en humidité dans l'huile minérale tend à augmenter au fur et à mesure du processus de vieillissement. Dans certains des rapports, la teneur en humidité de la cellulose immergée dans l'huile minérale est également donnée et la valeur est plus grande au début des essais de vieillissement. D'autre part, on observe une augmentation initiale de la teneur en humidité dans l'ester jusqu'à un pic suivi d'une diminution importante le reste de la période de vieillissement. La teneur en humidité de la cellulose immergée dans des esters liquides à la fin des essais de vieillissement est également inférieure par rapport au début des essais. A une température constante, une augmentation de la teneur en humidité du liquide doit correspondre à une augmentation de la teneur en humidité de la cellulose afin de maintenir un équilibre. Inversement, une diminution de la teneur en humidité dans le liquide entraînera une diminution de la teneur en humidité de la cellulose. Le comportement de l'humidité dans les mesures du liquide à partir de ces expériences suggère l'accélération du taux de vieillissement dans l'huile minérale, comparé à un ralentissement du taux de vieillissement dans l'ester.

Des résultats similaires ont été observés lors d'essais de durée de vie fonctionnelle sur des transformateurs de distribution remplis d'ester naturel liquide. A chaque point limite au cours d'une série d'essais de durée de vie fonctionnelle sur des transformateurs de distribution remplis d'ester naturel [4], des échantillons de liquide ont été prélevés pour vérifier la qualité du liquide. Contrairement au comportement attendu de l'humidité dans l'huile minérale, la teneur en humidité dans l'ester naturel connaît une augmentation initiale au fur et à mesure du processus de vieillissement, suivie de pics et d'une diminution le reste de la période d'essai. La perte d'eau dans le système d'isolation est un mystère, car une plus grande quantité d'eau est supposée être produite à partir de la décomposition de la cellulose au fur et à mesure du processus de vieillissement. Les caractéristiques physiques de la dynamique de l'humidité excluent la réabsorption de l'eau dans la cellulose à une température aussi haute. Une explication probable du comportement de l'humidité lors du vieillissement de la cellulose dans les esters naturels liquides peut être trouvée en C.4.4. Quelle que soit la vitesse, il est clair que la teneur réduite en humidité dans le système donne lieu à un ralentissement de la dégradation de la cellulose imprégnée d'ester naturel liquide.

C.4.3 Solubilité de l'humidité

Le paragraphe C.4.3 s'applique au calcul de la migration et de l'équilibre de l'humidité dans un système d'isolation à base de liquide et de papier représentatif d'un transformateur de puissance 138 kV 50 MVA [13]. On suppose que le système d'isolation du transformateur contenait initialement 2 % en poids d'eau. Le transformateur est ensuite rempli d'ester naturel

liquide séché (teneur en humidité de 20 mg/kg) ou d'huile minérale séchée (teneur en humidité 3 mg/kg) à température ambiante. La température du système est ensuite augmentée tout en laissant l'humidité présente entre le liquide et la cellulose atteindre un équilibre. Deux températures (80 °C et 100 °C) ont été étudiées dans cet exercice. L'équilibre hygrométrique final dans la cellulose dans chaque cas était calculé en utilisant la méthodologie d'équilibre hygrométrique d'Oommen [14]. Le cycle a été simulé pendant trois cycles simultanés afin d'observer l'effet cumulatif sur la teneur en humidité de la cellulose dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide.

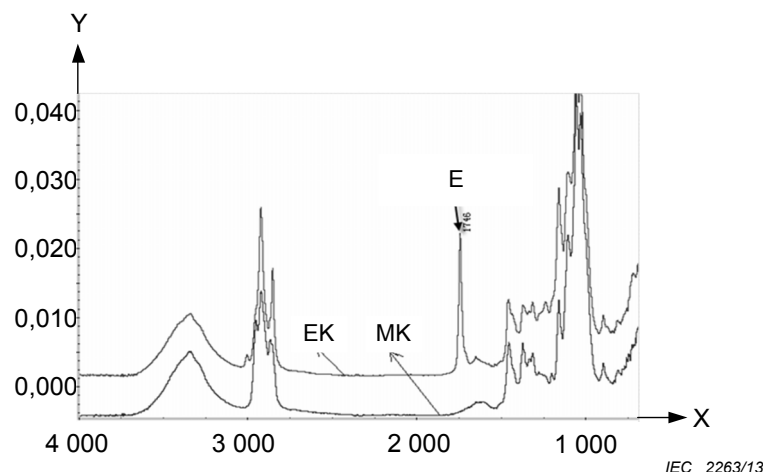
Le Tableau C.1 récapitule les résultats de l'ensemble des calculs pour l'ester naturel et l'huile minérale aux températures d'équilibre de 80 °C. Les résultats montrent une teneur en humidité constamment inférieure dans l'isolant solide en présence d'ester naturel liquide par rapport à l'huile minérale. Les simulations montrent également qu'étant donné la solubilité de l'humidité élevée dans l'ester naturel liquide et la capacité supérieure à extraire l'humidité de l'isolant solide, il existe une possibilité d'assécher un système d'isolation de transformateur en procédant à plusieurs passes de remplacement du liquide humide par du liquide sec. La teneur en humidité inférieure globale de l'isolation à base de cellulose dans l'ester naturel liquide contribuerait en partie au taux de vieillissement inférieur mesuré dans les expériences de vieillissement présentées ci-dessus.

Tableau C.1 – Effet des limites de solubilité de l'humidité sur la diminution de l'humidité dans la cellulose

Type de liquide	Passe n°1		Passe n°2		Passe n°3	
	Ester naturel	Huile minérale	Ester naturel	Huile minérale	Ester naturel	Huile minérale
Humidité initiale dans la cellulose (%)	2,00	2,00	1,64	1,93	1,39	1,86
Humidité initiale dans le liquide (mg/ kg)	20	3	20	3	20	3
Humidité finale dans la cellulose (%)	1,64	1,93	1,39	1,86	1,21	1,80
Humidité finale dans le liquide (mg/ kg)	359	69	255	65	190	61

C.4.4 Transestérification

Des preuves de transestérification survenant dans les systèmes d'isolation à base d'ester naturel et de cellulose ont été révélées par spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier (FT-IR) [6,19,23,28], résonance magnétique nucléaire (NMR) [19] et spectroscopie photoélectronique des rayons X (XPS) [22]. Liao et al. [6] ont réalisé un rapport sur les spectres infrarouges du papier kraft vieilli dans l'huile minérale et l'ester naturel liquide à 110 °C pendant 175 jours. Les spectres sont représentés dans la Figure C.9. Les données mettent en évidence une coïncidence de la plupart des pics des spectres entre les deux papiers vieillis. Il existe néanmoins un pic exceptionnel à la longueur d'onde $1\,746\text{ cm}^{-1}$ dans le spectre du papier vieilli dans l'ester naturel liquide, mais qui est absent dans le spectre du papier vieilli dans l'huile minérale. Les auteurs rapportent une augmentation de la valeur de ce pic au fur et à mesure du processus de vieillissement. L'endroit du pic est attribué à la bande des carbonyles à laquelle le groupe d'esters appartient. Les auteurs tirent la conclusion que le vieillissement dans l'huile végétale a entraîné une modification de la chaîne de carbone dans la structure de la cellulose et la liaison d'un groupe d'esters à un atome de carbone.



Légende

Axe X nombres d'ondes (cm⁻¹)

Axe Y absorbance

EK papier kraft vieilli dans l'ester naturel liquide

MK papier kraft vieilli dans l'huile minérale

E groupe d'esters dans le papier vieilli dans l'ester naturel liquide

Figure C.9 – Spectres infrarouges du papier kraft vieilli dans un liquide à 110 °C pendant 175 jours

La progression de cette modification est décrite en [6] de la manière suivante: l'eau réagit par hydrolyse aux triglycérides qui constituent l'ester naturel pour produire un acide gras à longue chaîne. Dans la phase de hydrolyse, trois molécules d'eau sont nécessaires pour ajouter les groupes –H et –OH afin de rompre la liaison ester [15]. Le résultat donne une molécule de glycérol et trois molécules d'acides gras à longue chaîne.

Les acides gras à longue chaîne se lient ensuite à la structure de la cellulose via un processus appelé transestérification, qui est décrit par Chauvelon et al [16]. Liao et al. [6] indiquent dans leur rapport que les acides gras à longue chaîne liés à la cellulose semblent former une barrière empêchant la pénétration de l'eau, ainsi qu'une diminution du taux de détérioration de l'isolation à base de cellulose.

C.5 Limites de température

Les courbes de l'ester naturel représentées dans les Figures C.10 et C.11 ont été calculées en ajustant la valeur "a" de l'Equation (1) aux points limites des Figures C.1 à C.8. Pour plus d'informations sur le développement des courbes de vieillissement et l'extrapolation de l'indice thermique, se reporter à A.2 dans l'Annexe A. Les constantes calculées et les indices de température résultants sont présentés dans le Tableau C.2 et comparés aux références IEEE.

$$\text{unit life}(T) = a \times e^{\frac{15\,000}{(T+273)}} \quad (\text{C.1})$$

où

T est la température en degrés Celsius;

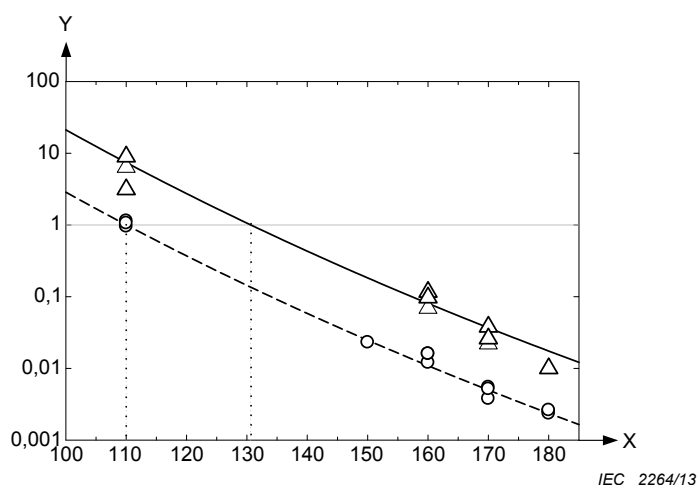
e est la base du logarithme népérien (2,718...);

a est une constante dont la dimension est l'heure.

Tableau C.2 – Comparaison des résultats de vieillissement

	Constante a	Température T °C	Indice thermique	Classe thermique
Huile minérale IEEE/papier thermiquement amélioré	$9,80 \times 10^{-18}$	110,0	110	120
Ester naturel liquide/papier thermiquement amélioré	$7,25 \times 10^{-17}$	130,6	130	140
Huile minérale IEEE/papier kraft	$2,00 \times 10^{-18}$	95,1	95	105
Ester naturel liquide/papier kraft	$1,06 \times 10^{-17}$	110,8	110	120

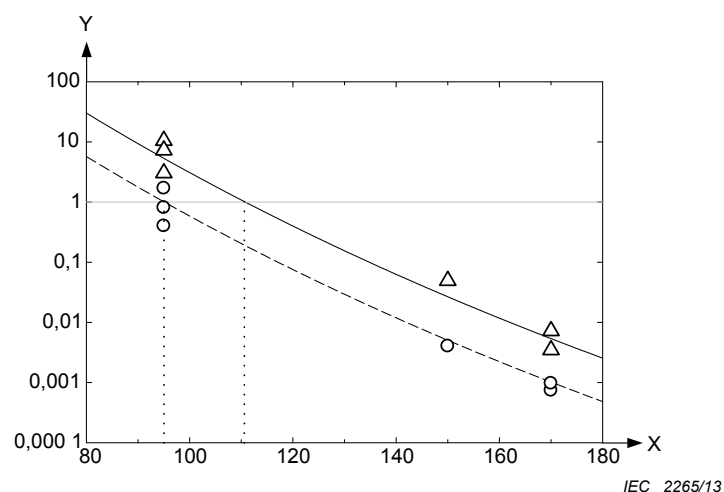
D'après ces courbes, l'indice thermique du système à base d'ester naturel liquide et de papier kraft s'élève à 110 °C, ce qui donne une classe thermique de 120. L'indice thermique du système à base d'ester naturel liquide et de papier thermiquement amélioré s'élève à 130 °C, ce qui donne une classe thermique de 140. En utilisant ces classes thermiques efficaces, on peut obtenir des limites de température similaires à celles des Tableaux 4 et 6 (voir Tableaux C.3 et C.4).

**Légende**

Axe X température (°C)

Axe Y durée de vie unitaire

△ ester naturel — $a = 7,25 \times 10^{-17}$ ○ huile minérale --- $a = 9,80 \times 10^{-18}$ (point chaud 110 °C IEEE)**Figure C.10 – Représentation de la durée de vie unitaire/température des données de vieillissement du TUP (ajustement par les moindres carrés)**



Légende

Axe X température (°C)

Axe Y durée de vie unitaire

△ ester naturel — $a = 1,06 \times 10^{-17}$

○ huile minérale --- $a = 2,00 \times 10^{-18}$ (point chaud 95 °C IEEE)

Figure C.11 – Représentation de la durée de vie unitaire/température des données de vieillissement du papier kraft (ajustement par les moindres carrés)

Tableau C.3 – Echauffement maximal pour les systèmes d'isolation à base d'ester liquide et de cellulose

	Papier kraft	Papier thermiquement amélioré
Classe thermique efficace de l'isolation	120	140
Echauffement du liquide supérieur (K)	90	90
Echauffement moyen de l'enroulement (K)	75	95
Echauffement du point le plus chaud (K)	90	110
NOTE 1 Applications essentiellement exemptes d'oxygène où le système de conservation du liquide empêche efficacement la pénétration d'air dans la cuve.		
NOTE 2 Les limites d'échauffement indiquées sont basées sur des températures normales du fluide de refroidissement selon la CEI 60076-1. Pour les autres conditions de température ambiantes, voir la CEI 60076-2.		

Tableau C.4 – Limites maximales de température de surcharge suggérées pour les systèmes d'isolation à base d'ester liquide et de cellulose

	Papier kraft	Papier thermiquement amélioré
Classe thermique efficace de l'isolation	120	140
Température du liquide supérieur en régime de charge cyclique normal (°C)	130	130
Température du liquide supérieur en régime de charge de secours de longue durée (°C)	140	140
Température du liquide supérieur en régime de charge de secours de courte durée (°C)	140	140
Température du point chaud de l'isolation en régime de charge cyclique normal (°C)	130	150
Température du point chaud de l'isolation en régime de charge de secours de longue durée (°C)	140	160
Température du point chaud de l'isolation en régime de charge de secours de courte durée (°C)	160	180
NOTE Applications essentiellement exemptes d'oxygène où le système de conservation du liquide empêche efficacement la pénétration d'air dans la cuve.		

C.6 Références

- 1) R. Berti, F. Barberis, *Experimental characterization of ester based oils for the transformer insulation*, 19th Intl. Conf. Electricity Distribution, May 21-24, 2007, Vienna, Austria, Paper 0555
- 2) R. Asano Jr., L. Cheim, D. B. Cherry, C. C. Claiborne, L. C. Bates, J.C. Duarte, E. W. Key, *Thermal evaluation of cellulosic board in natural ester fluid for hybrid insulation systems*, 78th Intl. Conf. of Doble Clients, March 27-31, 2011, Boston, USA, Paper IM-01
- 3) M.S. Shim, *Comparative evaluation of ageing of insulating material in natural ester and mineral oil*, IEEE/DEIS and CSEE Intl. Conf. on High Voltage Engineering and Application, Oct. 11-14, 2010, New Orleans, USA, pp. 393-396
- 4) C. P. McShane, K. J. Rapp, J. L. Corkran, G. A. Gauger, J. Luksich, *Ageing of paper insulation in natural ester dielectric fluid*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Exposition, Vol. 2, Oct. 28 – Nov. 2, 2001, Atlanta, USA, pp. 675-679
- 5) C. P. McShane, K. J. Rapp, J. L. Corkran, G. A. Gauger, J. Luksich, *Ageing of Kraft paper in natural ester dielectric fluid*, IEEE 14th Intl. Conf. on Dielectric Liquids, July 7-12, 2002, Graz, Austria, pp. 173-177
- 6) R.J. Liao, S.W. Liang, L.J. Yang, C.X. Sun, H.G. Sun, *The improvement of resisting thermal ageing performance for ester-immersed paper insulation and study on its reason*, IEEE Conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, October 26-29, 2008, Québec City, Canada, pp. 118-121
- 7) S. Tenbohlen, M. Koch, *Ageing performance and moisture solubility of vegetable oils for power transformers*, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 25, No. 2, April 2010, pp. 825-830
- 8) T. V. Oommen, H. D. Le, C. C. Claiborne, E. J. Walsh, J. P. Baker, *Enhanced cellulosic insulation life in a high oleic vegetable oil dielectric fluid*, 69th Intl. Conf. Doble Clients, April 7-12, 2002, Boston, USA, Paper 3C
- 9) R. Liao, B. Xiang, L. Yang, C. Tan, *Study on the thermal ageing characteristics and bond breaking process of oil-paper insulation in power transformer*, IEEE Intl. Symposium Electrical Insulation, June 9-12, 2008, Vancouver, Canada, pp. 291-296

- 10) S.W. Liang, R.J. Liao, L.J. Yang, H.G. Sun, B. Xiang, *Study on the accelerated thermal ageing of nature ester-paper insulation and mineral oil-paper insulation*, Proc. CSEE, Vol. 28, No. 25, Sept. 5, 2008, pp. 20-24
- 11) L.J. Yang, R.J. Liao, H.G. Sun, C.X. Sun, J. Li, *Contrasting analysis and investigation on properties and products of oil-paper during thermal ageing process*, Proc. CSEE, Vol. 28, No. 22, Aug. 5, 2008, pp. 53-58
- 12) H. Yoshida, Y. Ishioka, T. Suzuki, T. T. Yanari, T. Teranishi, *Degradation of insulating materials of transformers*, IEEE Trans. Electrical Insulation, Vol. EI-22, No. 6, 1987, pp. 795-800
- 13) G. K. Frimpong, T. V. Oommen, R. Asano, *A survey of ageing characteristics of cellulose insulation in natural ester and mineral oil*, IEEE Electrical Insulation Magazine, Volume 27, No. 5, Sept/Oct 2011
- 14) T. V. Oommen, *Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems*, Proc. 16th Electrical/Electronics Insulation Conf., October, 1983, Chicago, USA, pp. 162-166
- 15) T. E. Thorpe, *A Dictionary of Applied Chemistry*, Vol. IV, 1913, Longmans, Green and Co., London, p. 637
- 16) G. Chauvelon et al., *Acidic activation of cellulose and its esterification by long-chain fatty acid*, J. Applied Polymer Science, Vol. 74, No. 8, Nov. 1999, pp. 1933-1940
- 17) C. P. McShane, K. J. Rapp, J. L. Corkran, J. Luksich, *Ageing of cotton/Kraft blend insulation paper in natural ester dielectric fluid*, TechCon Asia-Pacific, May 7-9, 2003, Sydney Australia
- 18) C. P. McShane, J. L. Corkran, K. J. Rapp, J. Luksich, *Ageing of paper insulation retrofilled with natural ester dielectric fluid*, Conf. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Oct. 19-22, 2003, Albuquerque, USA, pp. 124-127
- 19) K. J. Rapp, C. P. McShane, J. Luksich, *Interaction mechanisms of natural ester dielectric fluid and Kraft paper*, IEEE 15th Intl. Conf. Dielectric Liquids, June 26 – July 1, 2005, Coimbra, Portugal, pp. 393-396
- 20) M. A. G. Martins, *É o óleo vegetal, uma alternativa ao óleo mineral para uso em transformadores? Estudo da degradação térmica do Systema óleo vegetal/papel Kraft versus óleo mineral/papel Kraft*, XII ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, May 20-24, 2007, Foz do Iguaçu-Pr, Brazil, Paper A2.02
- 21) R.J. Liao, F.M. Sang, G. Liu, L.J. Yang, *Study on neutral acid and water dissolved in oil for different types of oilpaper insulation compositions of transformers in accelerated ageing tests*, Proc. CSEE, Vol. 30, No. 4, Feb. 5, 2010, pp. 125-131
- 22) L. Yang, R. Liao, C. Sun, J. Yin, M. Zhu, *Influence of vegetable oil on the thermal ageing rate of Kraft paper and its mechanism*, IEEE/DEIS and CSEE Intl. Conf. on High Voltage Engineering and Application, Oct. 11-14, 2010, New Orleans, USA, pp. 381-384
- 23) R.J. Liao, J. Hao, L.J. Yang, S.W. Liang, J.G. Yin, *Improvement on the anti-ageing properties of power transformers by using mixed insulating oil*, Intl. Conf. High Voltage Engineering and Application, Oct. 11-14, 2010, New Orleans, USA, pp. 588-591
- 24) K. J. Rapp, J. Luksich, *Review of Kraft paper/natural ester fluid insulation system ageing*, 17th Intl. Conf. on Dielectric Liquids, June 27-30, 2011, Trondheim, Norway, Paper 110
- 25) C. C. Claiborne, E. J. Walsh, T. V. Oommen, *An agriculturally based biodegradable dielectric fluid*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conf., Vol. 2, April 11-16, 1999, New Orleans, USA, pp. 879-881
- 26) C. P. McShane, G.A. Gauger, J. Luksich, *Fire resistant natural ester dielectric fluid and novel insulation system for its use*, IEEE/PES Transmission and Distribution Conf., Vol. 2, April 11-16, 1999, New Orleans, USA, pp. 890-894
- 27) A.W. Lemm, K.J. Rapp, J. Luksich, *Effect of natural ester (vegetable oil) dielectric fluid on the water content of aged paper insulation*, EIA/IEEE 10th Insucon Intl. Electrical Insulation Conf., May 24-26, 2006, Birmingham, UK

- 28) J. Hao, L.-J. Yang, R.-J. Liao, J. Li, J.-G. Yin, *Mechanism investigation on delaying of the thermal ageing rate of oil-paper insulation with mixture insulating oil*, Proc. CSEE, Vol. 30, No. 19, July 5, 2010, pp. 120-126
- 29) H. P. Gasser, C. Krause, M. Lashbrook, R. Martin, *Ageing of pressboard in different insulating liquids*, 17th Intl. Conf. on Dielectric Liquids, June 27-30, 2011, Trondheim, Norway, Paper 83

Annexe D (normative)

Codage des systèmes d'isolation

D.1 Généralités

La présente Annexe D définit le codage utilisé sur les plaques signalétiques pour décrire les caractéristiques des systèmes d'isolation. Les informations spécifiques sont les suivantes: le type de système d'isolation, la classe thermique et le type d'isolation pour chaque enroulement, si les valeurs sont différentes. En pratique, il est permis d'utiliser le code sous la forme d'une ligne unique sur la plaque signalétique ou sous la forme de lignes multiples associées à chaque enroulement, en conjonction avec les valeurs assignées de tension et de courant. Le code de ligne unique débute par le préfixe « EIS » qui désigne l'identification du Système d'Isolation Electrique, suivi de caractères variables complémentaires définis en D.2. Le préfixe est facultatif si une identification est associée à chaque enroulement.

D.2 Structure du code de base

Format de code EIS:ABBCDD:ABBCDD:ABBCDD...

Partie A: type de système d'isolation de l'enroulement

- C: système d'isolation conventionnel
- Y: système d'isolation hybride
- Z: système d'isolation haute température

Partie B: classe thermique du système d'isolation de l'enroulement

- 105
- 120
- 130
- 140
- 155
- 180
- 200
- 220

Partie C: type d'enroulement hybride

- S: isolation semi-hybride
- M: isolation mixte
- F: isolation hybride complète

Partie D: désignation de l'enroulement (vide sauf en cas d'enroulements différents)

- BT: enroulement basse tension
- HT: enroulement haute tension
- TV: enroulement tertiaire
- RV: enroulement de régulation

NOTE Seuls les types d'enroulements les plus fréquents sont identifiés ici. D'autres abréviations adéquates sont acceptables pour désigner d'autres types d'enroulements.

D.3 Identification de lignes uniques

Le code se compose d'une ligne unique, comportant différentes informations d'enroulements concaténées par un deux points (:). Les exemples suivants servent à l'illustration du code d'identification.

NOTE Lorsque plusieurs enroulements sont illustrés, les informations identiques après le premier enroulement peuvent être omises.

Exemple 1: EIS:Z180

Ce code définit un transformateur avec un système d'isolation haute température, assigné à 180 pour tous les enroulements.

Exemple 2: EIS:Y155F

Ce code définit un transformateur avec un système d'isolation hybride complète, assigné à 155 pour tous les enroulements.

Exemple 3: EIS:Y180FLV:SHV:C105RV

Ce code définit un transformateur avec un enroulement basse tension à isolation hybride complète utilisant un système d'isolation assigné à 180; un enroulement haute tension à isolation semi-hybride utilisant un système d'isolation assigné à 180; ainsi qu'un enroulement de régulation conventionnel.

Exemple 4: EIS:Y180MRV:155FLV:HV:130STV

Ce code définit un transformateur avec un enroulement de régulation à isolation mixte utilisant un système d'isolation assigné à 180; des enroulements basse tension et haute tension à isolation hybride complète utilisant un système d'isolation assigné à 155; ainsi qu'un enroulement tertiaire à isolation semi-hybride utilisant un système d'isolation assigné à 130.

D.4 Identification d'associations d'enroulements

Le code est placé sur la plaque signalétique, à l'endroit où la tension et le courant de chaque enroulement individuel sont indiqués. Les exemples suivants servent à l'illustration du code d'identification.

NOTE Le préfixe « EIS » est facultatif et peut être omis.

Exemple 1:

Enroulement basse tension	EIS:Z180
Enroulement haute tension	EIS:Z180

Ce code définit un transformateur avec un système d'isolation haute température, assigné à 180 pour tous les enroulements.

Exemple 2:

Enroulement basse tension	EIS:Z155F
Enroulement haute tension	EIS:Z155F

Enroulement tertiaire	EIS:Z155F
Enroulement de régulation	EIS:Y155F

Ce code définit un transformateur avec un système d'isolation hybride complète, assigné à 155 pour tous les enroulements.

Exemple 3:

Enroulement basse tension	EIS:Y180F
Enroulement haute tension	EIS:Y180S
Enroulement de régulation	EIS:C105

Ce code définit un transformateur avec un enroulement basse tension à isolation hybride complète utilisant un système d'isolation assigné à 180; un enroulement haute tension à isolation semi-hybride utilisant un système d'isolation assigné à 180; ainsi qu'un enroulement de régulation conventionnel.

Exemple 4:

Enroulement basse tension	EIS:Z155F
Enroulement haute tension	EIS:Z155F
Enroulement tertiaire	EIS:Y130S
Enroulement de régulation	EIS:Y180M

Ce code définit un transformateur avec un enroulement de régulation à isolation mixte utilisant un système d'isolation assigné à 180; des enroulements basse tension et haute tension à isolation hybride complète utilisant un système d'isolation assigné à 155; ainsi qu'un enroulement tertiaire à isolation semi-hybride utilisant un système d'isolation assigné à 130.

Bibliographie

CEI 60050 (toutes les parties), *Vocabulaire électrotechnique international* (disponible sous www.electropedia.org)

CEI 60076-4, *Transformateurs de puissance – Partie 4: Guide pour les essais au choc de foudre et au choc de manœuvre – Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

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

CEI 60216-1, *Matériaux isolants électriques – Propriétés d'endurance thermique – Partie 1: Méthodes de vieillissement et évaluation des résultats d'essai*

CEI 60317 (toutes les parties), *Spécifications pour types particuliers de fils de bobinage*

CEI 60422, *Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance*

CEI 60505, *Evaluation et qualification des systèmes d'isolation électrique*

CEI 60554-3 (toutes les parties), *Spécification pour papiers cellulosiques à usages électriques – Partie 3: Spécifications pour matériaux particuliers*

CEI 60567, *Matériels électriques immergés – Echantillonnage de gaz et analyse des gaz libres et dissous – Lignes directrices*

CEI 60599, *Matériels électriques imprégnés d'huile minérale en service – Guide pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres*

CEI 60641-3 (toutes les parties), *Carton comprimé et papier comprimé à usages électriques – Partie 3: Spécifications pour matériaux particuliers*

CEI 60674-3 (toutes les parties), *Films plastiques à usages électriques – Partie 3: Spécifications pour matériaux particuliers*

CEI 60819-3 (toutes les parties), *Papiers non cellulosiques à usages électriques – Partie 3: Spécifications pour matériaux particuliers*

CEI 60851-4, *Fils de bobinage – Méthodes d'essai – Partie 4: Propriétés chimiques*

CEI 60867, *Isolants liquides – Spécifications pour liquides neufs à base d'hydrocarbures aromatiques de synthèse*

CEI 60893-3 (toutes les parties), *Matériaux isolants – Stratifiés industriels rigides en planches à base de résines thermodurcissables à usages électriques – Partie 3: Spécifications pour matériaux particuliers*

CEI 60944, *Guide de maintenance des liquides silicones pour transformateurs*

CEI 60970, *Isolants liquides – Méthodes de détermination du nombre et de la taille des particules*

CEI 61039, *Classification des liquides isolants*

CEI 61100, *Classification des isolants liquides selon le point de feu et le pouvoir calorifique inférieur*

CEI 61203, *Esters organiques de synthèse à usages électriques – Guide de maintenance des esters pour transformateurs dans les matériels*

CEI 61212-3 (toutes les parties), *Matériaux isolants – Tubes et barres industriels rigides, ronds, stratifiés, à base de résines thermodurcissables, à usages électriques – Partie 3: Spécifications pour matériaux particuliers*

CEI 61378-3, *Transformateurs de conversion – Partie 3: Guide d'application*

CEI 61629-1, *Carton comprimé aramide à usages électriques – Partie 1: Définitions, désignations et prescriptions générales*

IEC/TS 62332-1, *Electrical insulation systems (EIS) – Thermal evaluation of combined liquid and solid components – Part 1: General requirements*

ISO 2592, *Détermination des points d'éclair et de feu – Méthode Cleveland à vase ouvert*

ISO 2719, *Détermination du point d'éclair – Méthode Pensky-Martens en vase clos*

IEEE 62, *IEEE Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus – Part 1: Oil filled power transformers, regulators and reactors*

IEEE 1276-1997, *IEEE Guide for the application of high-temperature insulation materials in liquid-immersed power transformers*

IEEE C57.91-1995, *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*

IEEE C57.100-1999, *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers*

IEEE C57.100-2011, *IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers*

IEEE C57.147, *IEEE Guide for the acceptance and maintenance of natural ester fluids in transformers*

ASTM D6871, *Standard specification for natural (vegetable oil) ester fluids used in electrical apparatus*

CIGRE TF D1.01.10., *Ageing of cellulose in mineral oil insulated transformers – Brochure CIGRE N°323 (October 2007)*

EPRI Report EL-6761, March 1990, *Bubble generation during transformer overload*

L. Dix, P.J. Hopkinson, *Tapchangers for de-energized operation in natural ester fluid, mineral oil and silicone*, Proc. IEEE – PES Transmission and Distribution Conf., pp. 40 – 44, May 2006

J. Jalbert, R. Gilbert, P. Tetreault, B. Morin, D. Lessard-Deziel, *Identification of a chemical indicator of the rupture of 1,4-β-glycosidic bonds of cellulose in an oil-impregnated insulating paper system – Cellulose DOI 10.2007/s 10570-007-9124-1 – June 2007*

L.E. Lundgaard, W. Hansen, S. Ingebrigtsen, D.Linhjell, M. Dahlund, *Ageing of Kraft paper by acid catalized hydrolysis* – IEEE Dielectric liquids, ICDL 2005, 26 June – 1 July, pp. 381 – 384

L.E. Lundgaard, O. Lillevik, K.B. Liland (SINTEF), *Verification of paper condition in aged transformers*, CIGRE colloquium A2/D1.01 – Bruges – October 2007

Oommen, T.V., *Moisture equilibrium in paper-oil insulation systems*, Proc. Electrical Insulation Conference, Chicago, October 3-6, 1983

S. Tenbohlen, M. Jovalekic, L. Bates, R. Szewczyk, *Water Saturation Limits and Moisture Equilibrium Curves of Alternative Insulation Systems*, CIGRE colloquium A2/D1 – Kyoto – September 2011

O.M. Zodeh and R.J. Whearty, *Thermal Characteristics of a Meta-Aramid and Cellulose Insulated Transformers at Load Beyond Nameplate*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12 No. 1 January 1997

Norme norvégienne NEK 240-1 (2001), troisième édition, avec le titre anglais, *Insulating oils, requirements, supervision and maintenance part 1: transformers, switchgear and associated oil-filled equipment*

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

3, rue de Varembé
PO Box 131
CH-1211 Geneva 20
Switzerland

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