

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60076-7

Première édition
First edition
2005-12

Transformateurs de puissance –

**Partie 7:
Guide de charge pour transformateurs
immergés dans l'huile**

Power transformers –

**Part 7:
Loading guide for oil-immersed
power transformers**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60076-7:2005

Numérotation des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000. Ainsi, la CEI 34-1 devient la CEI 60034-1.

Editions consolidées

Les versions consolidées de certaines publications de la CEI incorporant les amendements sont disponibles. Par exemple, les numéros d'édition 1.0, 1.1 et 1.2 indiquent respectivement la publication de base, la publication de base incorporant l'amendement 1, et la publication de base incorporant les amendements 1 et 2.

Informations supplémentaires sur les publications de la CEI

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique. Des renseignements relatifs à cette publication, y compris sa validité, sont disponibles dans le Catalogue des publications de la CEI (voir ci-dessous) en plus des nouvelles éditions, amendements et corrigenda. Des informations sur les sujets à l'étude et l'avancement des travaux entrepris par le comité d'études qui a élaboré cette publication, ainsi que la liste des publications parues, sont également disponibles par l'intermédiaire de:

- **Site web de la CEI** (www.iec.ch)
- **Catalogue des publications de la CEI**

Le catalogue en ligne sur le site web de la CEI (www.iec.ch/searchpub) vous permet de faire des recherches en utilisant de nombreux critères, comprenant des recherches textuelles, par comité d'études ou date de publication. Des informations en ligne sont également disponibles sur les nouvelles publications, les publications remplacées ou retirées, ainsi que sur les corrigenda.

- **IEC Just Published**

Ce résumé des dernières publications parues (www.iec.ch/online_news/justpub) est aussi disponible par courrier électronique. Veuillez prendre contact avec le Service client (voir ci-dessous) pour plus d'informations.

- **Service clients**

Si vous avez des questions au sujet de cette publication ou avez besoin de renseignements supplémentaires, prenez contact avec le Service clients:

Email: custserv@iec.ch
Tél: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

Publication numbering

As from 1 January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series. For example, IEC 34-1 is now referred to as IEC 60034-1.

Consolidated editions

The IEC is now publishing consolidated versions of its publications. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Further information on IEC publications

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology. Information relating to this publication, including its validity, is available in the IEC Catalogue of publications (see below) in addition to new editions, amendments and corrigenda. Information on the subjects under consideration and work in progress undertaken by the technical committee which has prepared this publication, as well as the list of publications issued, is also available from the following:

- **IEC Web Site** (www.iec.ch)
- **Catalogue of IEC publications**

The on-line catalogue on the IEC web site (www.iec.ch/searchpub) enables you to search by a variety of criteria including text searches, technical committees and date of publication. On-line information is also available on recently issued publications, withdrawn and replaced publications, as well as corrigenda.

- **IEC Just Published**

This summary of recently issued publications (www.iec.ch/online_news/justpub) is also available by email. Please contact the Customer Service Centre (see below) for further information.

- **Customer Service Centre**

If you have any questions regarding this publication or need further assistance, please contact the Customer Service Centre:

Email: custserv@iec.ch
Tel: +41 22 919 02 11
Fax: +41 22 919 03 00

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60076-7

Première édition
First edition
2005-12

Transformateurs de puissance –

**Partie 7:
Guide de charge pour transformateurs
immergés dans l'huile**

Power transformers –

**Part 7:
Loading guide for oil-immersed
power transformers**

© IEC 2005 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'éditeur.

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 the publisher.

International Electrotechnical Commission, 3, rue de Varembé, PO Box 131, CH-1211 Geneva 20, Switzerland
Telephone: +41 22 919 02 11 Telefax: +41 22 919 03 00 E-mail: inmail@iec.ch Web: www.iec.ch



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE **XA**

*Pour prix, voir catalogue en vigueur
For price, see current catalogue*

SOMMAIRE

AVANT-PROPOS	6
INTRODUCTION.....	10
1 Domaine d'application	12
2 Références normatives	12
3 Définitions	12
4 Symboles et abréviations.....	16
5 Effet d'un régime de charge au-delà des caractéristiques de la plaque signalétique	20
5.1 Introduction	20
5.2 Conséquences générales	22
5.3 Effets et risques d'un régime de charge de secours de courte durée	22
5.4 Effets du chargement d'urgence de longue durée	24
5.5 Taille du transformateur	26
5.6 Papier d'isolation à performances thermiques améliorées ou non	26
6 Vitesse de vieillissement relatif et durée de vie de l'isolation du transformateur	30
6.1 Généralités.....	30
6.2 Vitesse de vieillissement relatif	30
6.3 Calcul de perte de la vie	32
6.4 Durée de vie de l'isolation	32
7 Limites	32
7.1 Limitations de courant et de température.....	32
7.2 Limitations spécifiques pour les transformateurs de distribution	34
7.3 Limitations spécifiques pour les transformateurs de moyenne puissance.....	36
7.4 Limitations spécifiques pour les transformateurs de grande puissance	38
8 Détermination des températures.....	40
8.1 Echauffement du point-chaud en régime permanent	40
8.2 Températures de l'huile à la partie supérieure et température du point-chaud pour des conditions variables de température ambiante et de régime de charge....	52
8.3 Température ambiante	62
9 Influence des changeurs de prises	64
9.1 Généralités.....	64
9.2 Pertes en charge.....	66
9.3 Rapport des pertes.....	66
9.4 Facteur de charge	66
Annexe A (informative) Calcul de la constante de temps de l'huile et de l'enroulement	68
Annexe B (informative) Exemple pratique de la méthode d'équations exponentielle	72
Annexe C (informative) Illustration de la méthode de solution des équations différentielles	82
Annexe D (informative) Organigramme, fondé sur l'exemple de l'annexe B	100
Annexe E (informative) Exemple de calcul et de présentation des données de surcharge ..	104
Bibliographie.....	112

CONTENTS

FOREWORD.....	7
INTRODUCTION.....	11
1 Scope.....	13
2 Normative references	13
3 Definitions	13
4 Symbols and abbreviations.....	17
5 Effect of loading beyond nameplate rating	21
5.1 Introduction	21
5.2 General consequences.....	23
5.3 Effects and hazards of short-time emergency loading	23
5.4 Effects of long-time emergency loading	25
5.5 Transformer size	27
5.6 Non-thermally and thermally upgraded insulation paper	27
6 Relative ageing rate and transformer insulation life	31
6.1 General	31
6.2 Relative ageing rate	31
6.3 Loss-of-life calculation.....	33
6.4 Insulation life.....	33
7 Limitations.....	33
7.1 Current and temperature limitations.....	33
7.2 Specific limitations for distribution transformers.....	35
7.3 Specific limitations for medium-power transformers	37
7.4 Specific limitations for large power transformers.....	39
8 Determination of temperatures	41
8.1 Hot-spot temperature rise in steady state	41
8.2 Top-oil and hot-spot temperatures at varying ambient temperature and load conditions.....	53
8.3 Ambient temperature	63
9 Influence of tap changers	65
9.1 General	65
9.2 Short-circuit losses.....	67
9.3 Ratio of losses	67
9.4 Load factor	67
Annex A (informative) Calculation of winding and oil time constant	69
Annex B (informative) Practical example of the exponential equations method.....	73
Annex C (informative) Illustration of the differential equations solution method	83
Annex D (informative) Flowchart, based on the example in annex B	101
Annex E (informative) Example of calculating and presenting overload data	105
Bibliography.....	113

Figure 1 – Vieillessement accéléré en tube scellé dans de l'huile minérale à 150°C.....	28
Figure 2 – Diagramme thermique	42
Figure 3 – Echauffement local au-dessus de la température de l'air dans un enroulement de 120 kV avec un facteur de charge de 1,6	44
Figure 4 – Echauffement local au-dessus de la température de l'air dans un enroulement de 410 kV avec un facteur de charge de 1,6	46
Figure 5 – Deux sondes à fibres optiques installées dans une cale avant que la cale ait été installée dans l'enroulement de 120 kV	46
Figure 6 – Enroulement refroidi par une circulation en zigzag où la distance entre toutes les sections est la même et l'écran de circulation du fluide est installé dans l'espace entre sections	50
Figure 7 – Vue de dessus de la section d'un enroulement rectangulaire avec "disposition de canaux de refroidissement réduits" sous les culasses.	50
Figure 8 – Réponses en température aux variations en échelons du courant de charge	54
Figure 9 – La fonction $f_2(t)$ associée aux valeurs données au tableau 5	58
Figure 10 – Représentation du schéma bloc fonctionnel des équations différentielles	60
Figure 11 – Principe des pertes en fonction de la position de prise	66
Figure B.1 – Courbes comparatives des réponses en température du point chaud aux variations en échelons du courant de charge	78
Figure B.2 – Courbes comparatives des réponses en température de l'huile supérieure aux variations en échelons du courant de charge.....	78
Figure C.1 – Exemple de données d'entrée tracées	92
Figure C.2 – Données de sortie tracées pour l'exemple	98
Figure E.1 – Gros transformateurs de puissance OF: charges admissibles pour une perte de la vie normale	110
Tableau 1 – Durée de vie du papier sous diverses conditions	28
Tableau 2 – Vitesse de vieillissement relatif due à la température du point-chaud	30
Tableau 3 – Durée de vie normale d'un système d'isolation à performance thermique améliorée exempte d'oxygène et bien sec à la température de référence de 110 °C	32
Tableau 4 – Limites de courant et de température applicables aux charges au-delà des caractéristiques de la plaque signalétique	34
Tableau 5 – Caractéristiques thermiques recommandées pour les équations exponentielles.....	58
Tableau 6 – Correction concernant l'augmentation de la température ambiante due à l'enceinte	64
Tableau B.1 – Périodes de charge du transformateur de 250 MVA.....	72
Tableau B.2 – Températures à la fin de chaque étape de charge	80
Tableau C.1 – Exemple de données d'entrée	90
Tableau C.2 – Exemple de données de sortie	96
Tableau E.1 – Caractéristiques d'exemple liées à la possibilité de charge des transformateurs	104
Tableau E.2 – Exemple de tableau présentant les charges admissibles et la perte de la vie quotidienne correspondante (en jours "normaux"), et l'échauffement maximal du point-chaud au cours du cycle de charge	108

Figure 1 – Sealed tube accelerated ageing in mineral oil at 150 °C	29
Figure 2 – Thermal diagram	43
Figure 3 – Local temperature rises above air temperature in a 120 kV winding at a load factor of 1,6	45
Figure 4 – Local temperature rises above air temperature in a 410 kV winding at a load factor of 1,6	47
Figure 5 – Two fibre optic sensors installed in a spacer before the spacer was installed in the 120 kV winding	47
Figure 6 – Zigzag-cooled winding where the distance between all sections is the same and the flow-directing washer is installed in the space between sections	51
Figure 7 – Top view section of a rectangular winding with "collapsed cooling duct arrangement" under the yokes	51
Figure 8 – Temperature responses to step changes in the load current	55
Figure 9 – The function $f_2(t)$ generated by the values given in Table 5	59
Figure 10 – Block diagram representation of the differential equations	61
Figure 11 – Principle of losses as a function of the tap position	67
Figure B.1 – Hot-spot temperature response to step changes in the load current	79
Figure B.2 – Top-oil temperature response to step changes in the load current	79
Figure C.1 – Plotted input data for the example	93
Figure C.2 – Plotted output data for the example	99
Figure E.1 – OF large power transformers: permissible duties for normal loss of life	111
Table 1 – Life of paper under various conditions	29
Table 2 – Relative ageing rates due to hot-spot temperature	31
Table 3 – Normal insulation life of a well-dried, oxygen-free thermally upgraded insulation system at the reference temperature of 110 °C	33
Table 4 – Current and temperature limits applicable to loading beyond nameplate rating	35
Table 5 – Recommended thermal characteristics for exponential equations	59
Table 6 – Correction for increase in ambient temperature due to enclosure	65
Table B.1 – Load steps of the 250 MVA transformer	73
Table B.2 – Temperatures at the end of each load step	81
Table C.1 – Input data for example	91
Table C.2 – Output data for the example	97
Table E.1 – Example characteristics related to the loadability of transformers	105
Table E.2 – An example table with the permissible duties and corresponding daily loss of life (in "normal" days), and maximum hot-spot temperature rise during the load cycle	109

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 7: Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile

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 n'a prévu aucune procédure de marquage valant indication d'approbation et n'engage pas sa responsabilité pour les équipements déclarés conformes à une de ses Publications.
- 6) Tous les utilisateurs doivent s'assurer qu'ils sont en possession de la dernière édition de cette publication.
- 7) Aucune responsabilité ne doit être imputée à la CEI, à ses administrateurs, employés, auxiliaires ou mandataires, y compris ses experts particuliers et les membres de ses comités d'études et des Comités nationaux de la CEI, pour tout préjudice causé en cas de dommages corporels et matériels, ou de tout autre dommage de quelque nature que ce soit, directe ou indirecte, ou pour supporter les coûts (y compris les frais de justice) et les dépenses découlant de la publication ou de l'utilisation de cette Publication de la CEI ou de toute autre Publication de la CEI, ou au crédit qui lui est accordé.
- 8) L'attention est attirée sur les références normatives citées dans cette publication. L'utilisation de publications référencées est obligatoire pour une application correcte de la présente publication.
- 9) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Publication de la CEI peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

La Norme internationale CEI 60076-7 a été établie par le comité d'études 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

Cette norme annule et remplace la CEI 60354 publiée en 1991. Cette première édition constitue une révision technique du contenu de la CEI 60354. Les détails des changements techniques sont donnés dans l'introduction.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
14/512/FDIS	14/520/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.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS –

Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers

FOREWORD

- 1) The International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, IEC publishes International Standards, Technical Specifications, Technical Reports, Publicly Available Specifications (PAS) and Guides (hereafter referred to as "IEC Publication(s)"). Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested IEC National Committees.
- 3) IEC Publications have the form of recommendations for international use and are accepted by IEC National Committees in that sense. While all reasonable efforts are made to ensure that the technical content of IEC Publications is accurate, IEC cannot be held responsible for the way in which they are used or for any misinterpretation by any end user.
- 4) In order to promote international uniformity, IEC National Committees undertake to apply IEC Publications transparently to the maximum extent possible in their national and regional publications. Any divergence between any IEC Publication and the corresponding national or regional publication shall be clearly indicated in the latter.
- 5) IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with an IEC Publication.
- 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 60076-7 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

This standard cancels and replaces IEC 60354 published in 1991. This first edition constitutes a technical revision of the material given in IEC 60354. Details of the changes are given in the introduction.

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

FDIS	Report on voting
14/512/FDIS	14/520/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.

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

La CEI 60076 comprend les parties suivantes, sous le titre général *Transformateurs de puissance*:

- Partie 1: Généralités
- Partie 2: Echauffement
- Partie 3: Niveaux d'isolement, essais diélectriques et distances d'isolement dans l'air
- Partie 4: Guide pour les essais au choc de foudre et au choc de manœuvre – Transformateurs de puissance et bobines d'inductance
- Partie 5: Tenue au court-circuit
- Partie 7: Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile
- Partie 8: Guide d'application
- Partie 10: Détermination des niveaux de bruit
- Partie 11: Transformateurs de type sec

Le comité a décidé que le contenu de cette publication ne sera pas modifié avant la date de maintenance 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.

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

IEC 60076 consists of the following parts, under the general title *Power transformers*:

- Part 1: General
- Part 2: Temperature rise
- Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air
- Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors
- Part 5: Ability to withstand short circuit
- Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers
- Part 8: Application guide
- Part 10: Determination of sound levels
- Part 11: Dry-type transformers

The committee has decided that the contents of this publication will remain unchanged until the maintenance result 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

La présente partie de la CEI 60076 fournit des conseils pour les spécifications et les régimes de charge des transformateurs de puissance du point de vue des températures de fonctionnement et du vieillissement thermique. Elle fournit des recommandations pour le fonctionnement à des régimes de charge supérieurs à la valeur assignée et un guide pour le planificateur afin de choisir les grandeurs assignées et les conditions de charge appropriées pour de nouvelles installations.

La CEI 60076-2 constitue la base pour des ententes contractuelles et elle contient les exigences et les essais concernant les valeurs d'échauffement des transformateurs immergés dans l'huile dans le cas de régime permanent aux grandeurs assignées. Il convient de noter que la CEI 60076-2 fait référence à l'échauffement moyen des enroulements tandis que la présente partie de la CEI 60076 se réfère principalement à la température de point chaud et les valeurs indiquées sont données seulement à titre indicatif.

La présente partie de la CEI 60076 donne des modèles mathématiques pour juger la conséquence de différents régimes de charge, transitoires ou cycliques, pour différentes températures du fluide de refroidissement. Les modèles donnent le calcul des températures de fonctionnement dans le transformateur, en particulier la température de la partie la plus chaude de l'enroulement. Cette température du point chaud est utilisée à son tour pour évaluer une valeur relative de la vitesse de vieillissement thermique et le pourcentage de la vie consommée dans une période de temps particulière. La modélisation fait référence aux petits transformateurs, ici appelés transformateurs de distribution, et aux transformateurs de puissance.

Un changement important par rapport à la CEI 60354:1991 est l'utilisation croissante des capteurs de température à fibres optiques dans les transformateurs. Cet usage a radicalement accru les possibilités d'obtenir une modélisation thermique correcte des transformateurs de puissance, en particulier à chaque changement de palier du courant de charge. Ces possibilités ont également mis en évidence des différences entre "l'exposant d'huile x " et "l'exposant d'enroulement y " utilisés dans la présente partie de la CEI 60076 et dans la CEI 60076-2:1993, pour les transformateurs de puissance:

- $x = 0,9$ dans la CEI 60076-2, et $x = 0,8$ dans la présente partie de la CEI 60076 avec un mode de refroidissement ON.
- $y = 1,6$ dans la CEI 60076-2, et $y = 1,3$ dans la présente partie de la CEI 60076 avec les modes de refroidissement ON et OF.

Pour les transformateurs de distribution les mêmes valeurs de x et de y sont utilisées dans la présente partie de la CEI 60076 et dans la CEI 60076-2.

La présente partie de la CEI 60076 présente des recommandations supplémentaires concernant les limites de charge admissible selon les résultats des calculs ou des mesures de la température. Ces recommandations se réfèrent à différents types de régimes de charge – régime de charge continu, régime cyclique non perturbé ou régime temporaire de secours. Les recommandations se rapportent aux transformateurs de distribution, aux transformateurs de moyenne puissance et aux transformateurs de grande puissance.

Les articles de 1 à 7 contiennent les définitions, les informations communes générales et les limitations spécifiques pour le fonctionnement des différentes catégories de transformateurs.

L'article 8 contient la détermination des températures, et présente les modèles mathématiques utilisés pour estimer la température du point chaud en régimes permanents et transitoires.

L'article 9 contient une courte description de l'influence de la position de prise.

Des exemples d'application sont donnés en Annexes B, C et E.

INTRODUCTION

This part of IEC 60076 provides guidance for the specification and loading of power transformers from the point of view of operating temperatures and thermal ageing. It provides recommendations for loading above the nameplate rating and guidance for the planner to choose appropriate rated quantities and loading conditions for new installations.

IEC 60076-2 is the basis for contractual agreements and it contains the requirements and tests relating to temperature-rise figures for oil-immersed transformers during continuous rated loading. It should be noted that IEC 60076-2 refers to the average winding temperature rise while this part of IEC 60076 refers mainly to the hot-spot temperature and the stated values are provided only for guidance.

This part of IEC 60076 gives mathematical models for judging the consequence of different loadings, with different temperatures of the cooling medium, and with transient or cyclical variation with time. The models provide for the calculation of operating temperatures in the transformer, particularly the temperature of the hottest part of the winding. This hot-spot temperature is, in turn, used for evaluation of a relative value for the rate of thermal ageing and the percentage of life consumed in a particular time period. The modelling refers to small transformers, here called distribution transformers and to power transformers.

A major change from IEC 60354:1991 is the increased use of fibre optic temperature sensors in transformers. This has radically increased the possibilities of obtaining a proper thermal modelling of power transformers, especially at step changes in the load current. These possibilities have also yielded some differences between the "oil exponent x " and the "winding exponent y " used in this part of IEC 60076 and in IEC 60076-2:1993, for power transformers:

- $x = 0,9$ in IEC 60076-2, and $x = 0,8$ in this part of IEC 60076 at ON cooling.
- $y = 1,6$ in IEC 60076-2, and $y = 1,3$ in this part of IEC 60076 at ON and OF-cooling.

For distribution transformers, the same x and y values are used in this part of IEC 60076 as in IEC 60076-2.

This part of IEC 60076 further presents recommendations for limitations of permissible loading according to the results of temperature calculations or measurements. These recommendations refer to different types of loading duty – continuous loading, normal cyclic undisturbed loading or temporary emergency loading. The recommendations refer to distribution transformers, to medium power transformers and to large power transformers.

Clauses 1 to 7 contain definitions, common background information and specific limitations for the operation of different categories of transformers.

Clause 8 contains the determination of temperatures, presents the mathematical models used to estimate the hot-spot temperature in steady state and transient conditions.

Clause 9 contains a short description of the influence of the tap position.

Application examples are given in Annexes B, C and E.

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 7: Guide de charge pour transformateurs immergés dans l'huile

1 Domaine d'application

La présente partie de la CEI 60076 est applicable aux transformateurs immergés dans l'huile. Elle décrit l'effet du fonctionnement pour diverses températures ambiantes et conditions de charge durant la vie du transformateur.

NOTE Pour les transformateurs de four, il convient de consulter le fabricant compte tenu du profil particulier de charge.

2 Références normatives

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

CEI 60076-2:1993, *Transformateurs de puissance – Partie 2: Echauffement*

CEI 60076-4:2002, *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 60076-5:2000, *Transformateurs de puissance – Partie 5: Tenue au court-circuit*

3 Termes et définitions

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

3.1

transformateur de distribution

transformateur de puissance avec une puissance assignée maximale de 2 500 kVA en triphasée ou de 833 kVA en monophasée

3.2

transformateur de moyenne puissance

transformateur de puissance avec une puissance assignée maximale de 100 MVA en triphasée ou 33,3 MVA en monophasée

3.3

transformateur de grande puissance

transformateur de puissance dépassant les limites spécifiées en 3.2

3.4

régime de charge cyclique

régime de charge avec des variations cycliques (la durée du cycle étant habituellement de 24 h) qui est considéré en termes de quantité cumulée de vieillissement qui se produit pendant le cycle. Le régime de charge cyclique peut être soit un régime normal, soit un régime de charge de secours de longue durée.

POWER TRANSFORMERS –

Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers

1 Scope

This part of IEC 60076 is applicable to oil-immersed transformers. It describes the effect of operation under various ambient temperatures and load conditions on transformer life.

NOTE For furnace transformers, the manufacturer should be consulted in view of the peculiar loading profile.

2 Normative references

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

IEC 60076-2:1993, *Power transformers – Part 2: Temperature rise*

IEC 60076-4:2002, *Power transformers – Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing – Power transformers and reactors*

IEC 60076-5:2000, *Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit*

3 Terms and definitions

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

3.1

distribution transformer

power transformer with a maximum rating of 2 500 kVA three-phase or 833 kVA single-phase

3.2

medium power transformer

power transformer with a maximum rating of 100 MVA three-phase or 33,3 MVA single-phase

3.3

large power transformer

power transformer exceeding the limits specified in 3.2

3.4

cyclic loading

loading with cyclic variations (the duration of the cycle usually being 24 h) which is regarded in terms of the accumulated amount of ageing that occurs during the cycle. The cyclic loading may either be a normal loading or a long-time emergency loading

3.5

régime de charge cyclique normal

une température ambiante plus élevée ou un courant de charge supérieure à la valeur assignée est appliqué pendant une partie du cycle, mais, du point de vue du taux de vieillissement thermique relatif (selon le modèle mathématique), cette charge est équivalente à la charge assignée à température ambiante normale. Ceci est réalisé en tirant profit des températures ambiantes basses ou des faibles courants de charge pendant le reste du cycle de charge. Pour les besoins de la planification, ce principe peut être étendu aux 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.

3.6

régime de charge de secours de longue durée

régime de charge résultant de panne prolongée de certains éléments du système qui ne seront pas reconnectés avant que le transformateur atteigne, en régime permanent, une nouvelle température stabilisée plus élevée

3.7

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 plusieurs événements de faible probabilité qui perturbent sérieusement le régime de charge normal du système

3.8

point chaud

en l'absence de définition particulière, par "point-chaud " on sous-entend le point le plus chaud des enroulements

3.9

vitesse relative de vieillissement thermique

pour une température de point-chaud donnée, la vitesse à laquelle le vieillissement de l'isolation du transformateur est réduite ou accélérée comparée à la vitesse de vieillissement correspondant à une température de point-chaud de référence

3.10

durée de vie de l'isolation du transformateur

durée totale entre l'état initial pour lequel l'isolation est considérée neuve et l'état final correspondant au moment où, en raison du vieillissement thermique, des contraintes diélectriques, des contraintes de court-circuit ou des mouvements mécaniques, qui pourraient se produire en service normal, conduisent à un risque élevé de défaillance électrique

3.11

consommation de durée de vie en pourcentage

vieillissement équivalent en heures sur une période de temps (habituellement de 24 h) multiplié par 100 et divisé par la durée de vie prévue pour l'isolation du transformateur. Le vieillissement équivalent en heures est obtenu en multipliant la vitesse relative de vieillissement par le nombre d'heures.

3.12

papier à performance thermique améliorée

papier brut de cellulose qui a été chimiquement modifié pour réduire la vitesse de décomposition du papier. Les effets de vieillissement sont réduits soit par l'élimination partielle des agents formant l'eau (comme dans le cyanoéthylolation) soit en inhibant la formation de l'eau par l'utilisation d'agents stabilisant (comme dans l'addition d'amine, le dicyandiamide). Un papier est considéré comme thermiquement amélioré s'il répond aux critères de vie définis dans l'ANSI/IEEE C57.100; conservation de 50 % de la résistance à la traction après 65 000 heures dans un tube scellé à 110 °C ou à toute autre combinaison de temps/température donnée par l'équation:

3.5**normal cyclic loading**

higher ambient temperature or a higher-than-rated load current is applied during part of the cycle, but, from the point of view of relative thermal ageing rate (according to the mathematical model), this loading is equivalent to the rated load at normal ambient temperature. This is achieved by taking advantage of low ambient temperatures or low load currents during the rest of the load cycle. 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

3.6**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

3.7**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

3.8**hot-spot**

if not specially defined, hottest spot of the windings

3.9**relative thermal ageing rate**

for a given hot-spot temperature, rate at which transformer insulation ageing is reduced or accelerated compared with the ageing rate at a reference hot-spot temperature

3.10**transformer insulation life**

total time between the initial state for which the insulation is considered new and the final state when due to thermal ageing, dielectric stress, short-circuit stress, or mechanical movement, which could occur in normal service and result in a high risk of electrical failure

3.11**per cent loss of life**

equivalent ageing in hours over a time period (usually 24 h) times 100 divided by the expected transformer insulation life. The equivalent ageing in hours is obtained by multiplying the relative ageing rate with the number of hours

3.12**thermally upgraded paper**

cellulose-based paper which has been chemically modified to reduce the rate at which the paper decomposes. Ageing effects are reduced either by partial elimination of water forming agents (as in cyanoethylation) or by inhibiting the formation of water through the use of stabilizing agents (as in amine addition, dicyandiamide). A paper is considered as thermally upgraded if it meets the life criteria defined in ANSI/IEEE C57.100; 50 % retention in tensile strength after 65 000 hours in a sealed tube at 110 °C or any other time/temperature combination given by the equation:

$$\text{Time (h)} = e^{\left(\frac{15\,000}{(\theta_h + 273)} - 28,082 \right)} \approx 65\,000 \times e^{\left(\frac{15\,000}{(\theta_h + 273)} - \frac{15\,000}{(110 + 273)} \right)} \quad (1)$$

Puisque les produits chimiques d'amélioration des performances thermiques utilisés aujourd'hui contiennent de l'azote, qui n'est pas présent dans les pâtes de Kraft, le degré de modification chimique est déterminé par mesure de la quantité d'azote présente dans le papier traité. Les valeurs typiques de teneur en azote des papiers thermiquement améliorés sont comprises entre 1 % et 4 % lorsqu'elles sont mesurées selon la ASTM D-982.

NOTE Cette définition des Papiers Thermiquement Améliorés a été approuvée le 7 octobre 2003 par le groupe de travail du Comité transformateurs de l'IEEE.

3.13

circulation d'huile non dirigée

OF

indique que l'huile injectée et pompée par les échangeurs de chaleur ou les radiateurs circule librement à l'intérieur de la cuve, et n'est pas forcée à circuler à travers les enroulements (le débit d'huile à l'intérieur des enroulements peut être soit axial dans des canaux de refroidissement verticaux soit radial dans des canaux de refroidissement horizontaux avec ou sans circulation en zigzag)

3.14

circulation d'huile non dirigée

ON

indique que l'huile des échangeurs de chaleur ou des radiateurs circule librement à l'intérieur de la cuve et n'est pas forcée à circuler à travers les enroulements (le débit d'huile à l'intérieur des enroulements peut être soit axial dans des canaux de refroidissement verticaux soit radial dans des canaux de refroidissement horizontaux avec ou sans circulation en zigzag)

3.15

circulation d'huile dirigée

OD

Indique que la partie principale de l'huile pompée par les échangeurs de chaleur ou les radiateurs est forcée et dirigée à travers les enroulements (le débit d'huile à l'intérieur des enroulements peut être soit axial dans des canaux de refroidissement verticaux soit en zigzag dans des canaux de refroidissement horizontaux)

3.16

température ambiante de conception

température pour laquelle sont définies les valeurs autorisées pour l'échauffement moyen des enroulements, l'échauffement de l'huile au sommet et l'échauffement du point chaud par rapport à la température ambiante.

4 Symboles et abréviations

Symbole	Signification	Unités
C	Capacité thermique	Ws/K
c	Chaleur spécifique	Ws/(kg·K)
DP	Degré de polymérisation	
D	Opérateur de différence, dans les équations de différence	
g_r	Gradient de température entre l'enroulement moyen et l'huile moyenne (dans la cuve) au courant assigné	K
m_A	Masse de l'ensemble du noyau magnétique et des bobinages	kg
m_T	Masse de la cuve et des accessoires	kg
m_O	Masse d'huile	kg

$$\text{Time (h)} = e^{\left(\frac{15\,000}{(\theta_h + 273)} - 28,082 \right)} \approx 65\,000 \times e^{\left(\frac{15\,000}{(\theta_h + 273)} - \frac{15\,000}{(110 + 273)} \right)} \quad (1)$$

Because the thermal upgrading chemicals used today contain nitrogen, which is not present in Kraft pulp, the degree of chemical modification is determined by testing for the amount of nitrogen present in the treated paper. Typical values for nitrogen content of thermally upgraded papers are between 1 % and 4 % when measured in accordance with ASTM D-982.

NOTE This definition was approved by the IEEE Transformers Committee Task Force for the Definition of Thermally Upgraded Paper on 7 October 2003.

3.13

non-directed oil flow

OF

indicates that the pumped oil from heat exchangers or radiators flows freely inside the tank, and is not forced to flow through the windings (the oil flow inside the windings can be either axial in vertical cooling ducts or radial in horizontal cooling ducts with or without zigzag flow)

3.14

non-directed oil flow

ON

indicates that the oil from the heat exchangers or radiators flows freely inside the tank and is not forced to flow through the windings (the oil flow inside the windings can be either axial in vertical cooling ducts or radial in horizontal cooling ducts with or without zigzag flow)

3.15

directed oil flow

OD

indicates that the principal part of the pumped oil from heat exchangers or radiators is forced to flow through the windings (the oil flow inside the windings can be either axial in vertical cooling ducts or zigzag in horizontal cooling ducts)

3.16

design ambient temperature

temperature at which the permissible average winding and top-oil and hot-spot temperature over ambient temperature are defined

4 Symbols and abbreviations

Symbol	Meaning	Units
C	Thermal capacity	Ws/K
c	Specific heat	Ws/(kg·K)
DP	Degree of polymerization	
D	Difference operator, in difference equations	
g_r	Average-winding-to-average-oil (in tank) temperature gradient at rated current	K
m_A	Mass of core and coil assembly	kg
m_T	Mass of the tank and fittings	kg
m_O	Mass of oil	kg

Symbole	Signification	Unités
m_W	Masse des enroulements	kg
H	Facteur du point-chaud	
k_{11}	Constante du modèle thermique	
k_{21}	Constante du modèle thermique	
k_{22}	Constante du modèle thermique	
K	Facteur de charge (courant de charge/ courant assigné)	
L	Vieillissement total sur la période de temps considérée	h
n	Nombre de chaque intervalle de temps	
N	Nombre total d'intervalles durant la période de temps considérée	
OD	Soit refroidissement de type ODAN, ODAF ou ODWF	
OF	Soit refroidissement OFAN, OFAF soit refroidissement OFWF	
ON	Soit refroidissement de type ONAN ou ONAF	
P	Pertes fournies	W
P_e	Pertes dues aux courants de Foucault dans les enroulements exprimées en valeur relative	p.u.
P_W	Pertes dans l'enroulement	W
R	Rapport entre les pertes dues à la charge à courant assigné et les pertes à vide	
R_r	Rapport entre les pertes dues à la charge et les pertes à vide sur la prise principale	
R_{r+1}	Rapport entre les pertes dues à la charge et les pertes à vide sur la prise $r + 1$	
$R_{\min}$	Rapport entre les pertes dues à la charge et les pertes à vide sur la prise minimale	
$R_{\max}$	Rapport entre les pertes dues à la charge et les pertes à vide sur la prise maximale	
s	Opérateur de Laplace	
t	Variable de temps	min
tap_r	Numéro de la prise principale	
tap_{r+1}	Numéro de la prise $r + 1$	
$\text{tap}_{\min}$	Numéro de la prise minimale	
$\text{tap}_{\max}$	Numéro de la prise maximale	
V	Vitesse de vieillissement relatif	
V_n	Vitesse relative de vieillissement pendant l'intervalle n	
x	Puissance exponentielle des pertes totales pour le calcul de l'échauffement de l'huile supérieure (dans la cuve) (exposant huile)	
y	Puissance exponentielle du courant par rapport à l'échauffement des enroulements (exposant d'enroulement)	
θ_a	Température ambiante	°C
θ_E	Température ambiante pondérée annuelle	°C

Symbol	Meaning	Units
m_W	Mass of winding	kg
H	Hot-spot factor	
k_{11}	Thermal model constant	
k_{21}	Thermal model constant	
k_{22}	Thermal model constant	
K	Load factor (load current/rated current)	
L	Total ageing over the time period considered	h
n	Number of each time interval	
N	Total number of intervals during the time period considered	
OD	Either ODAN, ODAF or ODWF cooling	
OF	Either OFAN, OFAF or OFWF cooling	
ON	Either ONAN or ONAF cooling	
P	Supplied losses	W
P_e	Relative winding eddy loss	p.u.
P_W	Winding losses	W
R	Ratio of load losses at rated current to no-load losses	
R_r	Ratio of load losses to no-load loss at principal tapping	
R_{r+1}	Ratio of load losses to no-load loss at tapping $r + 1$	
$R_{\min}$	Ratio of load losses to no-load loss at minimum tapping	
$R_{\max}$	Ratio of load losses to no-load loss at maximum tapping	
s	Laplace operator	
t	Time variable	min
tap_r	Number of principal tapping	
tap_{r+1}	Number of tapping $r + 1$	
$\text{tap}_{\min}$	Number of minimum tapping	
$\text{tap}_{\max}$	Number of maximum tapping	
V	Relative ageing rate	
V_n	Relative ageing rate during interval n	
x	Exponential power of total losses versus top-oil (in tank) temperature rise (oil exponent)	
y	Exponential power of current versus winding temperature rise (winding exponent)	
θ_a	Ambient temperature	°C
θ_E	Yearly weighted ambient temperature	°C

Symbole	Signification	Unités
θ_h	Température du point-chaud	°C
θ_{ma}	Température moyenne mensuelle	°C
θ_{ma-max}	Température moyenne mensuelle du mois le plus chaud, selon la CEI 60076-2: 1993	°C
θ_o	Température de l'huile supérieure (dans la cuve) à la charge considérée	°C
θ_{ya}	Température moyenne annuelle, selon la CEI 60076-2:1993	°C
τ_o	Constante de temps d'huile moyenne	min
τ_W	Constante de temps d'enroulement	min
$\Delta\theta_{br}$	Échauffement de l'huile en bas (de cuve) à charge assignée (pertes à vide + pertes dues à la charge)	K
$\Delta\theta_h$	Gradient du point-chaud par rapport à l'huile supérieure (dans la cuve) pour la charge considérée	K
$\Delta\theta_{hi}$	Gradient du point-chaud par rapport l'huile supérieure (dans la cuve) au début	K
$\Delta\theta_{hr}$	Gradient du point-chaud par rapport l'huile supérieure (dans la cuve) pour le courant assigné	K
$\Delta\theta_o$	Échauffement de l'huile au sommet (dans la cuve) pour la charge considérée	K
$\Delta\theta_{oi}$	Échauffement de l'huile au sommet (dans la cuve) au début	K
$\Delta\theta_{om}$	Échauffement de l'huile moyenne (dans la cuve) pour la charge considérée	K
$\Delta\theta_{omr}$	Échauffement de l'huile moyenne (dans la cuve) pour charge assignée (pertes à vide + pertes dues à la charge)	K
$\Delta\theta_{or}$	Échauffement de l'huile au sommet (dans la cuve) en régime permanent pour les pertes assignées (pertes à vide + pertes en charge)	K
$\Delta\theta'_{or}$	Échauffement corrigé de l'huile au sommet (dans la cuve) dû à une enceinte	K
$\Delta(\Delta\theta_{or})$	Échauffement supplémentaire de l'huile au sommet (dans la cuve) dû à une enceinte	K

5 Effet d'un régime de charge au-delà des caractéristiques de la plaque signalétique

5.1 Introduction

L'espérance de vie normale est une base de référence conventionnelle pour un service continu à la température ambiante de conception et aux conditions de fonctionnement assignées. L'application d'une charge supérieure à celle de la plaque signalétique et/ou d'une température ambiante plus élevée que la température ambiante de conception implique un degré de risque et un vieillissement accéléré. C'est l'objet de la présente partie de la CEI 60076 d'identifier de tels risques et d'indiquer comment, dans certaines limites, les transformateurs peuvent être chargés au-delà des caractéristiques de la plaque signalétique. Ces risques peuvent être réduits par l'acheteur en spécifiant clairement les conditions de charge maximales et par le fournisseur en prenant celles-ci en compte dans la conception du fournisseur.

Symbol	Meaning	Units
θ_h	Hot-spot temperature	°C
θ_{ma}	Monthly average temperature	°C
θ_{ma-max}	Monthly average temperature of the hottest month, according to IEC 60076-2:1993	°C
θ_o	Top-oil temperature (in the tank) at the load considered	°C
θ_{ya}	Yearly average temperature, according to IEC 60076-2:1993	°C
τ_o	Average oil time constant	min
τ_W	Winding time constant	min
$\Delta\theta_{br}$	Bottom oil (in tank) temperature rise at rated load (no-load losses + load losses)	K
$\Delta\theta_h$	Hot-spot-to-top-oil (in tank) gradient at the load considered	K
$\Delta\theta_{hi}$	Hot-spot-to-top-oil (in tank) gradient at start	K
$\Delta\theta_{hr}$	Hot-spot-to-top-oil (in tank) gradient at rated current	K
$\Delta\theta_o$	Top-oil (in tank) temperature rise at the load considered	K
$\Delta\theta_{oi}$	Top-oil (in tank) temperature rise at start	K
$\Delta\theta_{om}$	Average oil (in tank) temperature rise at the load considered	K
$\Delta\theta_{omr}$	Average oil (in tank) temperature rise at rated load (no-load losses + load losses)	K
$\Delta\theta_{or}$	Top-oil (in tank) temperature rise in steady state at rated losses (no-load losses + load losses)	K
$\Delta\theta'_{or}$	Corrected top-oil temperature rise (in tank) due to enclosure	K
$\Delta(\Delta\theta_{or})$	Extra top-oil temperature rise (in tank) due to enclosure	K

5 Effect of loading beyond nameplate rating

5.1 Introduction

The normal life expectancy is a conventional reference basis for continuous duty under design ambient temperature and rated operating conditions. The application of a load in excess of nameplate rating and/or an ambient temperature higher than design ambient temperature involves a degree of risk and accelerated ageing. It is the purpose of this part of IEC 60076 to identify such risks and to indicate how, within limitations, transformers may be loaded in excess of the nameplate rating. These risks can be reduced by the purchaser clearly specifying the maximum loading conditions and the supplier taking these into account in the transformer design.

5.2 Conséquences générales

Un régime de charge d'un transformateur au-delà des valeurs de sa plaque signalétique a les conséquences suivantes.

- a) Les températures des enroulements, des calages, des connexions, des isolants et de l'huile vont augmenter, et peuvent atteindre des niveaux inacceptables.
- b) l'induction magnétique du flux de fuite en dehors du circuit magnétique augmente et provoque un accroissement de l'échauffement par courants de Foucault dans les parties métalliques embrassées par le flux de fuite.
- c) Comme la température varie, les taux d'humidité et teneurs en gaz dans l'isolation et dans l'huile sont modifiés.
- d) Les traversées, les changeurs de prises, les connexions d'extrémité de câble et les transformateurs de courant sont également soumis à des contraintes plus élevées qui réduisent leurs marges de conception et d'application.

La combinaison du flux principal et du flux de fuite accru restreint les possibilités de fonctionnement du circuit magnétique en surexcitation [1], [2], [3]¹.

NOTE Pour les transformateurs de type colonne siège d'un transit d'énergie provenant de l'enroulement extérieur (habituellement HT) vers l'enroulement intérieur (habituellement BT), l'induction magnétique maximale, résultant de la combinaison du flux principal et du flux de fuite dans le circuit magnétique, apparaît dans les culasses.

Comme le montrent les essais, ce flux est inférieur ou égal au flux produit par la même tension appliquée à vide aux bornes de l'enroulement extérieur du transformateur. Le flux magnétique dans les colonnes bobinées du circuit magnétique du transformateur chargé est fixé par la tension aux bornes de l'enroulement intérieur et est presque égal au flux produit par la même tension à vide.

Pour les transformateurs de type colonnes avec un transit d'énergie provenant de l'enroulement intérieur, l'induction magnétique maximale apparaît dans les colonnes bobinées du circuit magnétique. Sa valeur est légèrement supérieure à celle apparaissant pour la même tension appliquée à vide. L'induction dans les culasses est alors déterminée par la tension sur l'enroulement extérieur.

Il convient donc d'observer les tensions des deux côtés du transformateur en charge pendant les régimes de charge au-delà des caractéristiques de la plaque signalétique. Tant que les tensions qui alimentent un transformateur siège d'un transit de courant demeurent en dessous des limites indiquées dans l'article 4 de la CEI 60076-1, aucune restriction d'excitation n'est nécessaire durant la charge au-delà des caractéristiques de la plaque signalétique. Lorsque des excitations plus élevées se produisent pour maintenir la tension, en régime de secours, dans une zone où le réseau peut toujours être maintenu en service, alors il convient que les valeurs d'induction dans le circuit magnétique ne dépassent jamais les valeurs pour lesquelles le flux n'est plus canalisé dans celui-ci (pour les tôles à grains orientés laminées à froid ces effets de saturation commencent rapidement au-dessus de 1,9 T). Instantanément, les flux parasites peuvent alors causer de manière imprévisible des températures élevées sur la surface du circuit magnétique et dans les parties métalliques voisines telles que le système de serrage des enroulements ou même dans les enroulements, dus à la présence de composantes hautes fréquences dans le flux parasite. Ils peuvent mettre en péril le transformateur. En général, dans tous les cas, les temps de surcharge courts imposés par les enroulements sont suffisamment courts pour ne pas surchauffer le circuit magnétique en surexcitation. La grande constante de temps thermique du noyau évite ce phénomène.

Par conséquent il y aura un risque de défaillance prématurée lié à l'augmentation des courants et des températures. Ce risque peut être d'un caractère à court terme immédiat ou résulter de l'effet cumulatif du vieillissement thermique de l'isolation du transformateur sur de nombreuses d'années.

5.3 Effets et risques d'un régime de charge de secours de courte durée

Un régime de charge accru de courte durée conduira à une condition de service présentant un plus grand risque de défaillance. La surcharge de secours de courte durée peut occasionner un niveau de point-chaud dans les conducteurs, susceptible de conduire à une réduction provisoire de la rigidité diélectrique. Cependant, l'acceptation de cette condition pour une courte période peut être préférable à une perte d'alimentation. Ce type de charge se produit rarement et il convient de le réduire rapidement ou de déconnecter le transformateur rapidement afin d'éviter sa défaillance. La durée admissible de cette charge est plus courte que la constante de temps thermique du transformateur dans son ensemble et dépend de la température de fonctionnement avant l'augmentation de la charge; typiquement, elle serait inférieure à une demi-heure.

¹ Les chiffres entre crochets renvoient à la bibliographie.

5.2 General consequences

The consequences of loading a transformer beyond its nameplate rating are as follows.

- a) The temperatures of windings, cleats, leads, insulation and oil will increase and can reach unacceptable levels.
- b) The leakage flux density outside the core increases, causing additional eddy-current heating in metallic parts linked by the leakage flux.
- c) As the temperature changes, the moisture and gas content in the insulation and in the oil will change.
- d) Bushings, tap-changers, cable-end connections and current transformers will also be exposed to higher stresses which encroach upon their design and application margins.

The combination of the main flux and increased leakage flux imposes restrictions on possible core overexcitation [1], [2], [3]¹.

NOTE For loaded core-type transformers having an energy flow from the outer winding (usually HV) to the inner winding (usually LV), the maximum magnetic flux density in the core, which is the result of the combination of the main flux and the leakage flux, appears in the yokes.

As tests have indicated, this flux is less than or equal to the flux generated by the same applied voltage on the terminals of the outer winding at no-load of the transformer. The magnetic flux in the core legs of the loaded transformer is determined by the voltage on the terminals of the inner winding and almost equals the flux generated by the same voltage at no-load.

For core-type transformers with an energy flow from the inner winding, the maximum flux density is present in the core-legs. Its value is only slightly higher than that at the same applied voltage under no-load. The flux density in the yokes is then determined by the voltage on the outer winding.

Voltages on both sides of the loaded transformer should, therefore, be observed during loading beyond the nameplate rating. As long as voltages at the energized side of a loaded transformer remain below the limits stated in IEC 60076-1, Clause 4, no excitation restrictions are needed during the loading beyond nameplate rating. When higher excitations occur to keep the loaded voltage in emergency conditions in an area where the network can still be kept upright, then the magnetic flux densities in core parts should never exceed values where straying of the core flux outside the core can occur (for cold-rolled grain-oriented steel these saturation effects start rapidly above 1,9 T). In no time at all, stray fluxes may then cause unpredictably high temperatures at the core surface and in nearby metallic parts such as winding clamps or even in the windings, due to the presence of high-frequency components in the stray flux. They may jeopardize the transformer. In general, in all cases, the short overload times dictated by windings are sufficiently short not to overheat the core at overexcitation. This is prevented by the long thermal time constant of the core.

As a consequence, there will be a risk of premature failure associated with the increased currents and temperatures. This risk may be of an immediate short-term character or come from the cumulative effect of thermal ageing of the insulation in the transformer over many years.

5.3 Effects and hazards of short-time emergency loading

Short-time increased loading will result in a service condition having an increased risk of failure. Short-time emergency overloading causes the conductor hot-spot to reach a level likely to result in a temporary reduction in the dielectric strength. However, acceptance of this condition for a short time may be preferable to loss of supply. This type of loading is expected to occur rarely, and it should be rapidly reduced or the transformer disconnected within a short time in order to avoid its failure. The permissible duration of this load is shorter than the thermal time constant of the whole transformer and depends on the operating temperature before the increase in loading; typically, it would be less than half-an-hour.

¹ Numbers in square brackets refer to the bibliography.

- a) Le risque principal, pour les défaillances à courte durée, est la réduction de la rigidité diélectrique due à la présence éventuelle de bulles de gaz dans une région de contrainte électrique élevée, c'est-à-dire dans les enroulements et les connexions. Ces bulles sont susceptibles de se produire quand la température du point-chaud dépasse les 140 °C pour un transformateur avec une teneur en humidité dans l'isolation des enroulements d'environ 2 %. Cette température critique diminuera à mesure que la concentration en humidité augmente.
- b) Des bulles de gaz peuvent également se développer (soit dans l'huile soit dans l'isolation solide) à la surface des parties métalliques massives chauffées par le flux de fuite ou être produites par une sursaturation de l'huile. Cependant, de telles bulles se développent habituellement dans les régions à faibles contraintes diélectriques et doivent circuler dans des régions où la contrainte est déjà supérieure avant que ne se produise une réduction significative de la rigidité diélectrique

Les parties métalliques nues, à l'exception des enroulements, qui ne sont pas en contact thermique direct avec de l'isolation cellulosique mais qui sont en contact avec de l'isolation non cellulosique (par exemple, du papier aramide, de la fibre de verre) et l'huile dans le transformateur, peuvent atteindre rapidement des températures élevées. Il convient de ne pas dépasser une température de 180 °C.
- c) Une dégradation temporaire des propriétés mécaniques à températures élevées peut réduire la tenue au court-circuit.
- d) La montée en pression dans les traversées peut provoquer une défaillance due à une fuite d'huile. Du gaz peut aussi apparaître dans les traversées condensateurs si la température des isolants dépasse environ 140 °C.
- e) La dilatation de l'huile peut provoquer un débordement de l'huile dans le conservateur.
- f) La coupure de courants trop élevés dans le changeur de prises peut être dangereuse.

Les limitations sur les températures maximales du point-chaud dans les enroulements, le circuit magnétique et les parties structurelles sont fondées sur des considérations de risques à court terme (voir l'article 7).

Les risques à court terme disparaissent normalement après que la charge a été réduite au niveau normal, mais il est nécessaire qu'ils aient été clairement identifiés et acceptés par toutes les parties concernées, comme les planificateurs, les détenteurs d'actif et les opérateurs.

5.4 Effets du chargement d'urgence de longue durée

Ce n'est pas une condition de fonctionnement normal et son apparition est supposée être rare mais elle peut persister pendant des semaines ou même des mois et peut mener à un vieillissement considérable.

- a) La détérioration des propriétés mécaniques de l'isolation des conducteurs sera accélérée aux températures supérieures. Si cette détérioration se poursuit suffisamment, elle peut réduire la durée de vie effective du transformateur, en particulier si ce dernier est soumis à des courts-circuits ou des événements de transport.
- b) D'autres parties d'isolation, et particulièrement les parties soutenant la pression axiale du bloc des enroulements, peuvent également vieillir davantage à des températures plus élevées.
- c) La résistance de contact des changeurs de prises peut augmenter pour des courants et des températures élevées, dans des cas extrêmes, un emballement thermique peut se produire.
- d) Les joints du transformateur peuvent devenir plus fragiles à des températures élevées.

Les règles de calcul pour une vitesse de vieillissement relative et la consommation de durée de vie en pourcentage sont fondées sur des considérations de risques à long terme.

- a) The main risk for short-time failures is the reduction in dielectric strength due to the possible presence of gas bubbles in a region of high electrical stress, that is the windings and leads. These bubbles are likely to occur when the hot-spot temperature exceeds 140 °C for a transformer with a winding insulation moisture content of about 2 %. This critical temperature will decrease as the moisture concentration increases.
- b) Gas bubbles can also develop (either in oil or in solid insulation) at the surfaces of heavy metallic parts heated by the leakage flux or be produced by super-saturation of the oil. However, such bubbles usually develop in regions of low electric stress and have to circulate in regions where the stress is higher before any significant reduction in the dielectric strength occurs.
Bare metallic parts, except windings, which are not in direct thermal contact with cellulosic insulation but are in contact with non-cellulosic insulation (for example, aramid paper, glass fibre) and the oil in the transformer, may rapidly rise to high temperatures. A temperature of 180 °C should not be exceeded.
- c) Temporary deterioration of the mechanical properties at higher temperatures could reduce the short-circuit strength.
- d) Pressure build-up in the bushings may result in a failure due to oil leakage. Gassing in condenser type bushings may also occur if the temperature of the insulation exceeds about 140 °C.
- e) The expansion of the oil could cause overflow of the oil in the conservator.
- f) Breaking of excessively high currents in the tap-changer could be hazardous.

The limitations on the maximum hot-spot temperatures in windings, core and structural parts are based on considerations of short-term risks (see Clause 7).

The short-term risks normally disappear after the load is reduced to normal level, but they need to be clearly identified and accepted by all parties involved e.g. planners, asset owners and operators.

5.4 Effects of long-time emergency loading

This is not a normal operating condition and its occurrence is expected to be rare but it may persist for weeks or even months and can lead to considerable ageing.

- a) Deterioration of the mechanical properties of the conductor insulation will accelerate at higher temperatures. If this deterioration proceeds far enough, it may reduce the effective life of the transformer, particularly if the latter is subjected to system short circuits or transportation events.
- b) Other insulation parts, especially parts sustaining the axial pressure of the winding block, could also suffer increased ageing rates at higher temperature.
- c) The contact resistance of the tap-changers could increase at elevated currents and temperatures and, in severe cases, thermal runaway could take place.
- d) The gasket materials in the transformer may become more brittle as a result of elevated temperatures.

The calculation rules for the relative ageing rate and per cent loss of life are based on considerations of long-term risks.

5.5 Taille du transformateur

La sensibilité des transformateurs à des conditions de charges supérieures aux caractéristiques de la plaque signalétique dépend généralement de leur taille. À mesure que la taille augmente, la tendance est que:

- l'induction de fuite augmente;
- les forces de court-circuit augmentent;
- la masse de l'isolation, qui est soumise à des contraintes électriques élevées, est augmentée;
- il est plus difficile de déterminer les températures de point-chaud.

Ainsi, un grand transformateur peut être plus vulnérable à des conditions de charges supérieures aux caractéristiques de la plaque signalétique qu'un appareil plus petit. En outre, les conséquences d'une défaillance de transformateur sont plus graves dans le cas des appareils de grande taille que dans le cas des plus petites unités.

En conséquence, afin d'appliquer un degré de risque raisonnable pour les services attendus, la présente partie de la CEI 60076 considère trois catégories.

- a) Les transformateurs de distribution, pour lesquels seules les températures du point-chaud dans les enroulements et la dégradation thermique doivent être considérées.
- b) Les transformateurs de moyenne puissance où il faut tenir compte des variations des modes de refroidissement.
- c) Les transformateurs de grande puissance, où les effets du flux de fuite parasite sont significatifs et les conséquences d'une défaillance graves.

5.6 Papier d'isolation à performances thermiques améliorées ou non

Un papier d'isolation à performance thermique améliorée a pour objectif de neutraliser la production des acides provoqués par l'hydrolyse (dégradation thermique) du matériau sur la durée de vie du transformateur. Cette hydrolyse est bien plus active aux températures élevées, et les résultats de recherche publiés indiquent que les papiers d'isolation thermiquement améliorés conservent un pourcentage beaucoup plus élevé de leur résistance à la traction et à l'éclatement que les papiers non traités exposés aux températures élevées [4], [5]. Les mêmes références présentent également l'évolution en fonction du temps du DP d'un papier thermiquement et non thermiquement amélioré exposé à une température de 150 °C (voir Figure 1).

5.5 Transformer size

The sensitivity of transformers to loading beyond nameplate rating usually depends on their size. As the size increases, the tendency is that:

- the leakage flux density increases;
- the short-circuit forces increase;
- the mass of insulation, which is subjected to a high electric stress, is increased;
- the hot-spot temperatures are more difficult to determine.

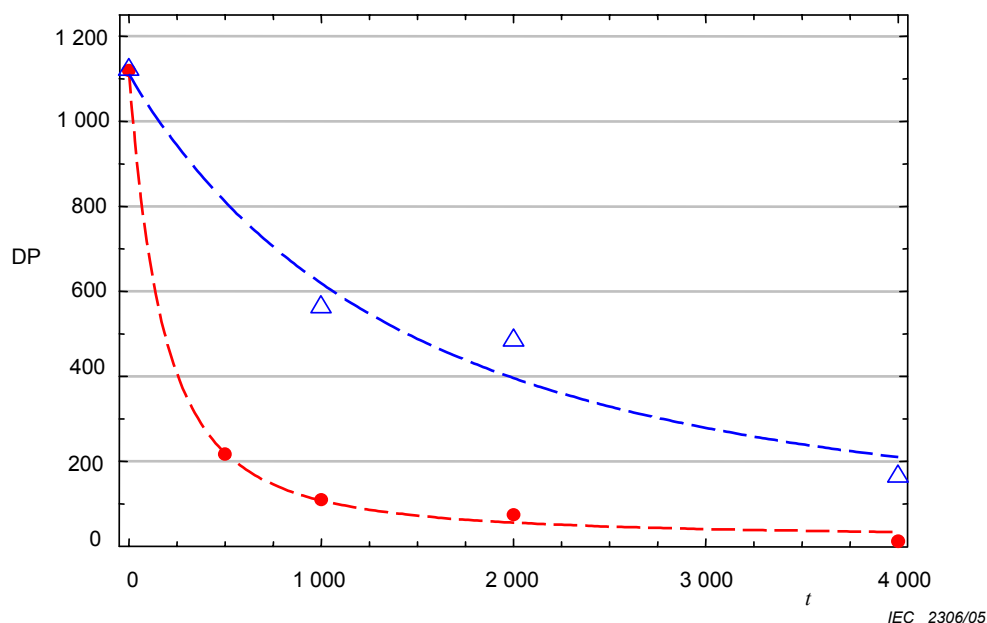
Thus, a large transformer could be more vulnerable to loading beyond nameplate rating than a smaller one. In addition, the consequences of a transformer failure are more severe for larger sizes than for smaller units.

Therefore, in order to apply a reasonable degree of risk for the expected duties, this part of IEC 60076 considers three categories.

- a) Distribution transformers, for which only the hot-spot temperatures in the windings and thermal deterioration shall be considered.
- b) Medium power transformers where the variations in the cooling modes shall be considered.
- c) Large power transformers, where also the effects of stray leakage flux are significant and the consequences of failure are severe.

5.6 Non-thermally and thermally upgraded insulation paper

The purpose of thermally upgrading insulation paper is to neutralize the production of acids caused by the hydrolysis (thermal degradation) of the material over the lifetime of the transformer. This hydrolysis is even more active at elevated temperatures, and published research results indicate that thermally upgraded insulation papers retain a much higher percentage of their tensile and bursting strength than untreated papers when exposed to elevated temperatures [4], [5]. The same references also show the change of DP over time of non-thermally and thermally upgraded paper exposed to a temperature of 150 °C (see Figure 1).



Légende

DP Degré de polymérisation

t Temps (h)

Δ Valeurs pour le papier thermiquement amélioré

• Valeurs pour le papier non thermiquement amélioré

Figure 1 – Vieillessement accéléré en tube scellé dans de l'huile minérale à 150°C

Une autre référence [6] illustre l'influence de la température et de la teneur en humidité, comme le montre le Tableau 1.

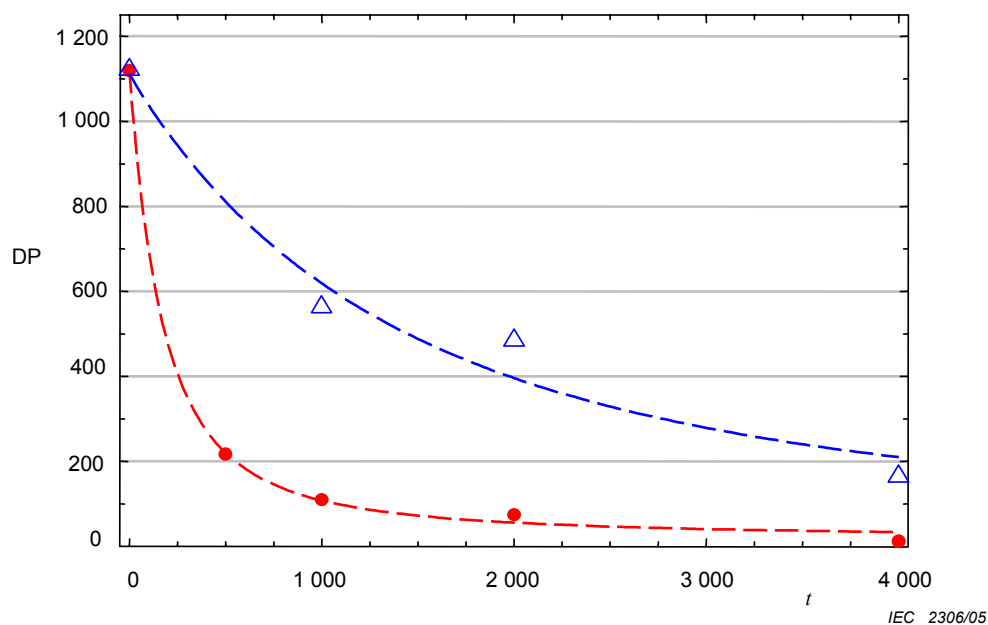
Tableau 1 – Durée de vie du papier sous diverses conditions

Type de Papier/température de vieillissement		Durée de vie années	
		Sec et exempté d'air	avec de l'air et 2 % d'humidité
Pâte à papier à	80 °C	118	5,7
	90 °C	38	1,9
	98 °C	15	0,8
Pâte à papier améliorée à	80 °C	72	76
	90 °C	34	27
	98 °C	18	12

La différence illustrée dans le comportement de vieillissement thermique a été prise en considération dans les normes industrielles comme suit.

- La vitesse de vieillissement relatif $V = 1,0$ correspond à une température de 98 °C pour le papier non thermiquement amélioré, et à 110 °C pour le papier thermiquement amélioré.

NOTE Les résultats de la Figure 1 et du Tableau 1 ne sont pas prévus pour être utilisés en tant que tels pour les calculs de vieillissement et les estimations de la durée de vie. Ils ont été inclus dans ce document uniquement pour prouver qu'il existe une différence de comportement de vieillissement entre le papier d'isolation thermiquement amélioré et non thermiquement amélioré.



Key

DP Degree of polymerization

t Time (h)

Δ Values for thermally upgraded paper

• Values for non-thermally upgraded paper

Figure 1 – Sealed tube accelerated ageing in mineral oil at 150 °C

Another reference [6] illustrates the influence of temperature and moisture content, as shown in Table 1.

Table 1 – Life of paper under various conditions

Paper type/ageing temperature		Life years	
		Dry and free from air	With air and 2 % moisture
Wood pulp at	80 °C	118	5,7
	90 °C	38	1,9
	98 °C	15	0,8
Upgraded wood pulp at	80 °C	72	76
	90 °C	34	27
	98 °C	18	12

The illustrated difference in thermal ageing behaviour has been taken into account in industrial standards as follows.

- The relative ageing rate $V = 1,0$ corresponds to a temperature of 98 °C for non-thermally upgraded paper and to 110 °C for thermally upgraded paper.

NOTE The results in Figure 1 and Table 1 are not intended to be used as such for ageing calculations and life estimations. They have been included in this document only to demonstrate that there is a difference in ageing behaviour between non-thermally and thermally upgraded insulation paper.

6 Vitesse de vieillissement relatif et durée de vie de l'isolation du transformateur

6.1 Généralités

Il n'existe pas de critère de fin de vie simple et unique pouvant être utilisé pour mesurer la durée de vie restante d'un transformateur. Cependant, un tel critère est utile pour les utilisateurs de transformateur, par conséquent il semble opportun de se concentrer sur le processus de vieillissement et l'état de l'isolation du transformateur.

6.2 Vitesse de vieillissement relatif

Bien que le vieillissement ou la détérioration des isolants soit une fonction temporelle de la température et des teneurs en humidité, oxygène et acides, le modèle présenté dans la présente partie de la CEI 60076 est fondé uniquement sur la température des isolants en tant que paramètre de contrôle.

Puisque la répartition des températures n'est pas uniforme, la partie qui fonctionne à température élevée subira en principe la plus grande détérioration. Par conséquent, la vitesse de vieillissement se réfère à la température du point-chaud des enroulements. Dans ce cas la vitesse de vieillissement relatif V est définie selon l'équation (2) pour le papier non thermiquement amélioré et l'équation (3) pour le papier thermiquement amélioré [7].

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (2)$$

$$V = e^{\left(\frac{15\,000}{110 + 273} - \frac{15\,000}{\theta_h + 273} \right)} \quad (3)$$

où θ_h est la température du point-chaud en °C.

Les équations (2) et (3) impliquent que V est très sensible à la température du point-chaud comme cela peut se voir dans le Tableau 2.

Tableau 2 – Vitesse de vieillissement relatif due à la température du point-chaud

θ_h °C	Papier d'isolation non amélioré V	Papier d'isolation amélioré V
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

6 Relative ageing rate and transformer insulation life

6.1 General

There is no simple and unique end-of-life criterion that can be used to quantify the remaining life of a transformer. However, such a criterion is useful for transformer users, hence it seems appropriate to focus on the ageing process and condition of transformer insulation.

6.2 Relative ageing rate

Although ageing or deterioration of insulation is a time function of temperature, moisture content, oxygen content and acid content, the model presented in this part of IEC 60076 is based only on the insulation temperature as the controlling parameter.

Since the temperature distribution is not uniform, the part that is operating at the highest temperature will normally undergo the greatest deterioration. Therefore, the rate of ageing is referred to the winding hot-spot temperature. In this case the relative ageing rate V is defined according to equation (2) for non-thermally upgraded paper and to equation (3) for thermally upgraded paper [7].

$$V = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (2)$$

$$V = e^{\left(\frac{15\,000}{110 + 273} - \frac{15\,000}{\theta_h + 273} \right)} \quad (3)$$

where θ_h is the hot-spot temperature in °C.

Equations (2) and (3) imply that V is very sensitive to the hot-spot temperature as can be seen in Table 2.

Table 2 – Relative ageing rates due to hot-spot temperature

θ_h °C	Non-upgraded paper insulation V	Upgraded paper insulation V
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

6.3 Calcul de perte de la vie

La consommation de durée de vie L sur une certaine période de temps est égale à:

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V \, dt \quad \text{ou} \quad L \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (4)$$

où

V_n est la vitesse de vieillissement relatif pendant l'intervalle n , conformément à l'équation (2) ou (3);

t_n est le $n^{\text{ième}}$ intervalle de temps;

n est le numéro de chaque intervalle de temps;

N est le nombre total d'intervalles pendant la période considérée.

6.4 Durée de vie de l'isolation

La référence [7] suggère quatre critères différents de fin de vie différents, c'est-à-dire quatre durées de vie différentes pour le papier thermiquement amélioré, indiquées au Tableau 3.

Tableau 3 – Durée de vie normale d'un système d'isolation à performance thermique améliorée exempt d'oxygène et bien sec à la température de référence de 110 °C

Base	Durée de vie normale des isolants	
	Heures	Années
Résistance à la traction de l'isolation retenue pour 50 % de sa valeur initiale	65 000	7,42
Résistance à la traction de l'isolation retenue pour 25 % de sa valeur initiale	135 000	15,41
Degré de polymérisation de l'isolation correspondant à une valeur de 200	150 000	17,12
Interprétation des données d'essai sur la durée de vie fonctionnelle des transformateurs de distribution	180 000	20,55

Les durées de vie du Tableau 3 sont données uniquement à titre de référence, puisque la plupart des transformateurs de puissance fonctionnent bien en dessous de la pleine charge pour l'essentiel de leur durée de vie réelle. Une température de point-chaud d'une valeur de 6 °C inférieure aux valeurs assignées a comme conséquence une réduction de moitié de la consommation de durée de vie assignée, la durée de vie réelle des isolants de transformateur étant alors de plusieurs fois, par exemple 180 000 h.

NOTE Pour les transformateurs GSU connectés aux générateurs de charge de base et autres transformateurs fournissant la charge constante ou fonctionnant à des températures ambiantes relativement constantes, la durée de vie réelle nécessite une considération spéciale.

7 Limites

7.1 Limitations de courant et de température

En cas de fonctionnement à des régimes de charge au-delà des caractéristiques de la plaque signalétique, il convient de ne pas dépasser toutes les limites individuelles indiquées dans le Tableau 4 et de veiller à prendre en compte les limitations spécifiques données de 7.2 à 7.4.

6.3 Loss-of-life calculation

The loss of life L over a certain period of time is equal to

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{or} \quad L \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (4)$$

where

V_n is the relative ageing rate during interval n , according to equation (2) or (3);

t_n is the n th time interval;

n is the number of each time interval;

N is the total number of intervals during the period considered.

6.4 Insulation life

Reference [7] suggests four different end-of-life criteria, i.e. four different lifetimes for thermally upgraded paper as shown in Table 3.

Table 3 – Normal insulation life of a well-dried, oxygen-free thermally upgraded insulation system at the reference temperature of 110 °C

Basis	Normal insulation life	
	Hours	Years
50 % retained tensile strength of insulation	65 000	7,42
25 % retained tensile strength of insulation	135 000	15,41
200 retained degree of polymerization in insulation	150 000	17,12
Interpretation of distribution transformer functional life test data	180 000	20,55

The lifetimes in Table 3 are for reference purposes only, since most power transformers will operate at well below full load most of their actual lifetime. A hot-spot temperature of as little as 6 °C below rated values results in half the rated loss of life, the actual lifetime of transformer insulation being several times, for example, 180 000 h.

NOTE For GSU transformers connected to base load generators and other transformers supplying constant load or operating at relatively constant ambient temperatures, the actual lifetime needs special consideration.

7 Limitations

7.1 Current and temperature limitations

With loading values beyond the nameplate rating, all the individual limits stated in Table 4 should not be exceeded and account should be taken of the specific limitations given in 7.2 to 7.4.

**Tableau 4 – Limites de courant et de température applicables aux charges
au-delà des caractéristiques de la plaque signalétique**

Type de charge	Transformateurs de distribution (voir Note)	Transformateurs de moyenne puissance (voir Note)	Transformateurs de grande puissance (voir Note)
Régime de charge cyclique normal			
Courant (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Température de point-chaud d'enroulement et des parties métalliques en contact avec les matériaux isolants cellulosiques (°C)	120	120	120
Température de point-chaud des autres pièces métalliques (en contact avec l'huile, les papiers en aramide, les matériaux en fibre de verre) (°C)	140	140	140
Température de l'huile supérieure (°C)	105	105	105
Régime de charge de secours de longue durée			
Courant (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Température de point-chaud d'enroulement et des parties métalliques en contact avec les matériaux isolants cellulosiques (°C)	140	140	140
Température de point-chaud des autres pièces métalliques (en contact avec l'huile, les papiers en aramide, les matériaux en fibre de verre) (°C)	160	160	160
Température de l'huile supérieure (°C)	115	115	115
Régime de charge de secours de courte durée			
Courant (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Température de point-chaud d'enroulement et des parties métalliques en contact avec les matériaux isolants cellulosiques (°C)	Voir 7.2.1	160	160
Température de point-chaud des autres pièces métalliques (en contact avec l'huile, les papiers en aramide, les matériaux en fibre de verre) (°C)	Voir 7.2.1	180	180
Température de l'huile supérieure (°C)	Voir 7.2.1	115	115
NOTE La température et les limites de courant ne sont pas destinés à être valables simultanément. Le courant peut être limité à une valeur inférieure à celle indiquée pour satisfaire aux prescriptions relatives à la limitation de la température. Inversement, la température peut être limitée à une valeur inférieure à celle indiquée pour satisfaire aux prescriptions relatives à la limitation de courant.			

7.2 Limitations spécifiques pour les transformateurs de distribution

7.2.1 Limitations de courant et de température

Il convient de ne pas dépasser les limites indiquées dans le Tableau 4 concernant le courant de charge, la température de point-chaud, la température de l'huile au sommet et la température des parties métalliques autres que les enroulements et les connexions. Pour les régimes de secours de courte durée, aucune limite n'est fixée pour la température de l'huile à la partie supérieure, ni pour celle du point-chaud car, dans le cas des transformateurs de distribution, il est généralement impossible de maîtriser la durée des régimes de secours. Il convient noter que lorsque la température de point-chaud dépasse 140 °C, des bulles de gaz peuvent se développer ce qui pourrait compromettre la rigidité diélectrique du transformateur (voir 5.3).

Table 4 – Current and temperature limits applicable to loading beyond nameplate rating

Types of loading	Distribution transformers (see Note)	Medium power transformers (see Note)	Large power transformers (see Note)
Normal cyclic loading			
Current (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	120	120	120
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass fibre materials) (°C)	140	140	140
Top-oil temperature (°C)	105	105	105
Long-time emergency loading			
Current (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	140	140	140
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass-fibre materials) (°C)	160	160	160
Top-oil temperature (°C)	115	115	115
Short-time emergency loading			
Current (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Winding hot-spot temperature and metallic parts in contact with cellulosic insulation material (°C)	See 7.2.1	160	160
Other metallic hot-spot temperature (in contact with oil, aramid paper, glass fibre materials) (°C)	See 7.2.1	180	180
Top-oil temperature (°C)	See 7.2.1	115	115
NOTE The temperature and current limits are not intended to be valid simultaneously. The current may be limited to a lower value than that shown in order to meet the temperature limitation requirement. Conversely, the temperature may be limited to a lower value than that shown in order to meet the current limitation requirement.			

7.2 Specific limitations for distribution transformers

7.2.1 Current and temperature limitations

The limits on load current, hot-spot temperature, top-oil temperature and temperature of metallic parts other than windings and leads stated in Table 4 should not be exceeded. No limit is set for the top-oil and hot-spot temperature under short-time emergency loading for distribution transformers because it is usually impracticable to control the duration of emergency loading in this case. It should be noted that when the hot-spot temperature exceeds 140 °C, gas bubbles may develop which could jeopardize the dielectric strength of the transformer (see 5.3).

7.2.2 Accessoires et autres considérations

En dehors des enroulements, d'autres parties du transformateur, telles que les traversées, les connexions d'extrémité de câble, les dispositifs de changement de prises et les connexions peuvent limiter le fonctionnement si le courant de charge dépasse 1,5 fois la valeur assignée. La dilatation et la pression d'huile peuvent également imposer des restrictions.

7.2.3 Transformateurs de type intérieur

Lorsque des transformateurs sont utilisés à l'intérieur, il y a lieu de corriger l'échauffement assigné de l'huile à la partie supérieure pour tenir compte de l'enceinte. De préférence, cet échauffement supplémentaire sera déterminé par un essai (voir 8.3.2).

7.2.4 Conditions ambiantes extérieures

Le vent, le soleil et la pluie peuvent affecter la capacité de charge des transformateurs de distribution, mais de par leur nature imprévisible il est impossible de prendre en compte ces facteurs.

7.3 Limitations spécifiques pour les transformateurs de moyenne puissance

7.3.1 Limitations de courant et de température

Il convient de ne pas dépasser les limites indiquées dans le Tableau 4 concernant le courant de charge, la température de point-chaud, la température de l'huile au sommet et la température des parties métalliques autres que les enroulements et les connexions. De plus, il convient de noter que lorsque la température de point-chaud dépasse 140 °C, des bulles de gaz peuvent se développer ce qui pourrait compromettre la rigidité diélectrique du transformateur (voir 5.3).

7.3.2 Accessoires, matériels associés et autres considérations

En dehors des enroulements, d'autres parties du transformateur, telles que les traversées, les connexions d'extrémité de câble, les dispositifs de changement de prises et les connexions peuvent limiter le fonctionnement si le courant de charge dépasse 1,5 fois la valeur assignée. La dilatation et la pression d'huile peuvent également imposer des restrictions. Une attention peut également être portée aux matériels associés tels que les câbles, les disjoncteurs, les transformateurs de courant, etc.

7.3.3 Exigences relatives à la tenue au court-circuit

Pendant ou juste après un fonctionnement à une charge supérieure aux caractéristiques de la plaque signalétique, les transformateurs peuvent ne pas être conformes aux exigences relatives à la tenue thermique au court-circuit, comme spécifié dans la CEI 60076-5, qui sont fondées sur une durée de court-circuit de 2 s. Toutefois, dans la plupart des cas, la durée des courants de court-circuit en service est inférieure à 2 s.

7.3.4 Limitations de tension

Sauf s'il existe d'autres limitations pour le réglage de tension à flux variable (voir la CEI 60076-4) il convient que la tension appliquée ne dépasse pas 1,05 fois la tension assignée (prise principale) ou la tension de prise (autres prises) sur aucun enroulement du transformateur.

7.2.2 Accessory and other considerations

Apart from the windings, other parts of the transformer, such as bushings, cable-end connections, tap-changing devices and leads may restrict the operation when loaded above 1,5 times the rated current. Oil expansion and oil pressure could also impose restrictions.

7.2.3 Indoor transformers

When transformers are used indoors, a correction should be made to the rated top-oil temperature rise to take account of the enclosure. Preferably, this extra temperature rise will be determined by a test (see 8.3.2).

7.2.4 Outdoor ambient conditions

Wind, sunshine and rain may affect the loading capacity of distribution transformers, but their unpredictable nature makes it impracticable to take these factors into account.

7.3 Specific limitations for medium-power transformers

7.3.1 Current and temperature limitations

The load current, hot-spot temperature, top-oil temperature and temperature of metallic parts other than windings and leads should not exceed the limits stated in Table 4. Moreover, it should be noted that, when the hot-spot temperature exceeds 140 °C, gas bubbles may develop which could jeopardize the dielectric strength of the transformer (see 5.3).

7.3.2 Accessory, associated equipment and other considerations

Apart from the windings, other parts of the transformer, such as bushings, cable-end connections, tap-changing devices and leads, may restrict the operation when loaded above 1,5 times the rated current. Oil expansion and oil pressure could also impose restrictions. Consideration may also have to be given to associated equipment such as cables, circuit breakers, current transformers, etc.

7.3.3 Short-circuit withstand requirements

During or directly after operation at load beyond nameplate rating, transformers may not conform to the thermal short-circuit requirements, as specified in IEC 60076-5, which are based on a short-circuit duration of 2 s. However, the duration of short-circuit currents in service is shorter than 2 s in most cases.

7.3.4 Voltage limitations

Unless other limitations for variable flux voltage variations are known (see IEC 60076-4), the applied voltage should not exceed 1,05 times either the rated voltage (principal tapping) or the tapping voltage (other tappings) on any winding of the transformer.

7.4 Limitations spécifiques pour les transformateurs de grande puissance

7.4.1 Généralités

Pour les transformateurs de grande puissance, des limitations supplémentaires, principalement liées au flux de fuite, doivent être prises en compte. Dans ce cas, il est donc recommandé de spécifier, au moment de l'appel d'offres et de la commande, la valeur de capacité de charge requise pour les applications spécifiques.

En ce qui concerne la détérioration thermique de l'isolation, la même méthode de calcul s'applique à tous les transformateurs.

En l'état actuel des connaissances, il est conseillé d'adopter ici une approche plus conservatrice et plus spécifique pour les grosses unités que pour les plus petites, compte tenu de l'importance de leur fiabilité au regard des conséquences d'une défaillance, ainsi que des considérations énumérées ci-dessous.

- La combinaison du flux de fuite et du flux principal dans les noyaux ou les culasses du circuit magnétique (voir 5.2) rend les gros transformateurs plus vulnérables à la surexcitation que les transformateurs plus petits, en particulier lors de conditions de charge supérieure aux caractéristiques de la plaque signalétique. L'augmentation du flux de fuite peut également causer un échauffement additionnel par courants de Foucault dans d'autres pièces métalliques.
- Les conséquences de la dégradation des propriétés mécaniques de l'isolation en fonction de la température et du temps, y compris l'usure due à la dilatation thermique, peuvent être plus graves pour les gros transformateurs que pour les plus petits.
- Les températures de point-chaud en dehors des enroulements ne peuvent pas être obtenues à partir d'un essai d'échauffement normal. Même si un tel essai à courant assigné n'indique aucune anomalie, il n'est pas possible de tirer de conclusion pour des courants plus élevés puisque cette extrapolation peut ne pas avoir été prise en considération au stade de la conception.
- Le calcul de l'échauffement du point-chaud d'enroulement pour des courants supérieurs à la valeur assignée, sur la base des résultats d'un essai d'échauffement au courant assigné, risque d'être moins fiable pour les grandes unités que pour les plus petites.

7.4.2 Limitations de courant et de température

Il convient de ne pas dépasser les limites indiquées dans le Tableau 4 concernant le courant de charge, la température de point-chaud, la température de l'huile au sommet et la température des parties métalliques autres que les enroulements et les connexions, mais néanmoins en contact avec l'isolant solide. De plus, il convient de noter que lorsque la température de point-chaud dépasse 140 °C, des bulles de gaz peuvent se développer ce qui pourrait compromettre la rigidité diélectrique du transformateur (voir 5.3).

7.4.3 Accessoires, matériels associés et autres considérations

Voir 7.3.2.

7.4.4 Exigences relatives à la tenue au court-circuit

Voir 7.3.3.

7.4.5 Limitations de tension

Voir 7.3.4.

7.4 Specific limitations for large power transformers

7.4.1 General

For large power transformers, additional limitations, mainly associated with the leakage flux, shall be taken into consideration. It is therefore advisable in this case to specify, at the time of enquiry or order, the amount of loading capability needed in specific applications.

As far as thermal deterioration of insulation is concerned, the same calculation method applies to all transformers.

According to present knowledge, the importance of the high reliability of large units in view of the consequences of failure, together with the following considerations, make it advisable to adopt a more conservative, more individual approach here than for smaller units.

- The combination of leakage flux and main flux in the limbs or yokes of the magnetic circuit (see 5.2) makes large transformers more vulnerable to overexcitation than smaller transformers, especially when loaded above nameplate rating. Increased leakage flux may also cause additional eddy-current heating of other metallic parts.
- The consequences of degradation of the mechanical properties of insulation as a function of temperature and time, including wear due to thermal expansion, may be more severe for large transformers than for smaller ones.
- Hot-spot temperatures outside the windings cannot be obtained from a normal temperature-rise test. Even if such a test at a rated current indicates no abnormalities, it is not possible to draw any conclusions for higher currents since this extrapolation may not have been taken into account at the design stage.
- Calculation of the winding hot-spot temperature rise at higher than rated currents, based on the results of a temperature-rise test at rated current, may be less reliable for large units than for smaller ones.

7.4.2 Current and temperature limitations

The load current, hot-spot temperature, top-oil temperature and temperature of metallic parts other than windings and leads but nevertheless in contact with solid insulating material should not exceed the limits stated in Table 4. Moreover, it should be noted that, when the hot-spot temperature exceeds 140 °C, gas bubbles may develop which could jeopardize the dielectric strength of the transformer (see 5.3).

7.4.3 Accessory, equipment and other considerations

Refer to 7.3.2.

7.4.4 Short-circuit withstand requirements

Refer to 7.3.3.

7.4.5 Voltage limitations

Refer to 7.3.4.

8 Détermination des températures

8.1 Echauffement du point-chaud en régime permanent

8.1.1 Généralités

Pour être tout à fait précise, il convient que la température du point-chaud se réfère à la température de l'huile adjacente. Celle-ci est supposée être la température de l'huile supérieure à l'intérieur de l'enroulement. Les mesures ont montré que la température de l'huile supérieure à l'intérieur d'un enroulement pourrait être, en fonction du refroidissement, jusqu'à 15 K supérieure à la température de l'huile de mélange au sommet à l'intérieur de la cuve.

Pour la plupart des transformateurs en service, la température de l'huile supérieure à l'intérieur d'un enroulement n'est pas connue avec précision. D'un autre côté, pour la plupart de ces unités, la température de l'huile supérieure au sommet de la cuve est bien connue soit par mesure soit par calcul.

Les règles de calcul dans la présente partie de la CEI 60076 sont basées comme suit:

- $\Delta\theta_{or}$, l'échauffement de l'huile à la partie supérieure de la cuve par rapport à la température ambiante et pour les pertes assignées [K];
- $\Delta\theta_{hr}$, l'échauffement du point-chaud au-dessus de la température de l'huile supérieure dans la cuve et au courant assigné [K].

Le paramètre $\Delta\theta_{hr}$ peut être défini soit par mesure directe pendant un essai d'échauffement, soit par une méthode de calcul validée par des mesures directes.

8.1.2 Calcul de l'échauffement du point-chaud à partir des données de l'essai normal d'échauffement

Il est fait l'hypothèse d'un diagramme thermique, tel que celui illustré à la Figure 2, étant entendu qu'un tel diagramme n'est que la simplification d'une distribution plus complexe. Les hypothèses faites dans cette simplification sont les suivantes:

- a) La température de l'huile à l'intérieur de la cuve augmente linéairement depuis le bas jusqu'au sommet, quel que soit le mode de refroidissement;
- b) Comme première approximation, l'échauffement du conducteur le long de la hauteur de l'enroulement est supposé augmenter linéairement, parallèlement à l'échauffement de l'huile, avec une différence g_r constante entre les deux droites (g_r étant la différence entre l'échauffement moyen de l'enroulement obtenu par résistance et l'échauffement moyen de l'huile dans la cuve).
- c) L'échauffement du point-chaud est supérieur à l'échauffement du conducteur en sommet de l'enroulement comme décrit en 8.1.2b), car une marge doit être introduite pour tenir compte de l'accroissement dû aux pertes parasites, des différences dans les débits d'huile locaux, ainsi que d'un éventuel papier additionnel sur le conducteur. Pour tenir compte de ces non-linéarités, la différence de température entre le point-chaud et l'huile au sommet dans la cuve est rendue égale à $H \times g_r$, c'est-à-dire, $\Delta\theta_{hr} = H \times g_r$.

NOTE Dans de nombreux cas il a été observé que la température de l'huile de sortie de cuve est supérieure à celle de l'huile dans la poche d'huile. Dans de tels cas, il convient d'utiliser la température de l'huile de sortie de cuve pour le régime de charge.

8 Determination of temperatures

8.1 Hot-spot temperature rise in steady state

8.1.1 General

To be strictly accurate, the hot-spot temperature should be referred to the adjacent oil temperature. This is assumed to be the top-oil temperature inside the winding. Measurements have shown that the top-oil temperature inside a winding might be, dependent on the cooling, up to 15 K higher than the mixed top-oil temperature inside the tank.

For most transformers in service, the top-oil temperature inside a winding is not precisely known. On the other hand, for most of these units, the top-oil temperature at the top of the tank is well known, either by measurement or by calculation.

The calculation rules in this part of IEC 60076 are based on the following:

- $\Delta\theta_{or}$, the top-oil temperature rise in the tank above ambient temperature at rated losses [K];
- $\Delta\theta_{hr}$, the hot-spot temperature rise above top-oil temperature in the tank at rated current [K].

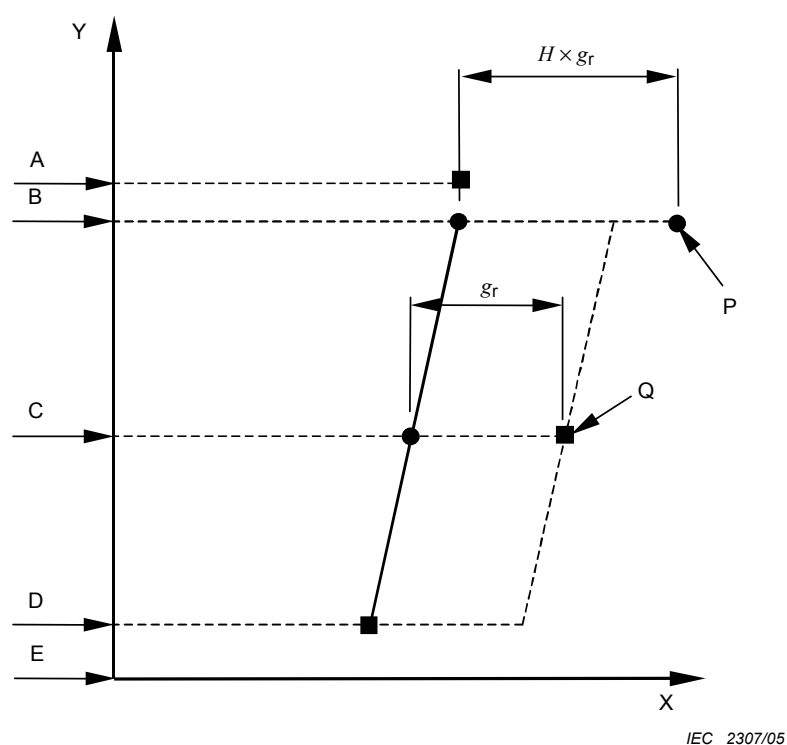
The parameter $\Delta\theta_{hr}$ can be defined either by direct measurement during a heat-run test or by a calculation method validated by direct measurements.

8.1.2 Calculation of hot-spot temperature rise from normal heat-run test data

A thermal diagram is assumed, as shown in Figure 2, on the understanding that such a diagram is the simplification of a more complex distribution. The assumptions made in this simplification are as follows.

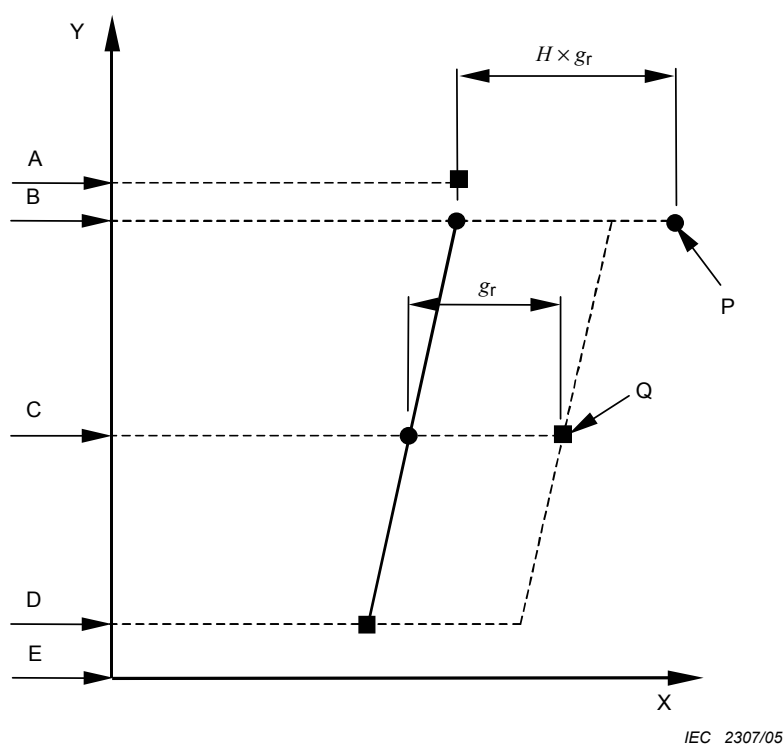
- a) The oil temperature inside the tank increases linearly from bottom to top, whatever the cooling mode.
- b) As a first approximation, the temperature rise of the conductor at any position up the winding is assumed to increase linearly, parallel to the oil temperature rise, with a constant difference g_r between the two straight lines (g_r being the difference between the winding average temperature rise by resistance and the average oil temperature rise in the tank).
- c) The hot-spot temperature rise is higher than the temperature rise of the conductor at the top of the winding as described in 8.1.2b), because allowance has to be made for the increase in stray losses, for differences in local oil flows and for possible additional paper on the conductor. To take into account these non-linearities, the difference in temperature between the hot-spot and the top-oil in tank is made equal to $H \times g_r$, that is, $\Delta\theta_{hr} = H \times g_r$.

NOTE In many cases, it has been observed that the temperature of the tank outlet oil is higher than that of the oil in the oil pocket. In such cases, the temperature of the tank outlet oil should be used for loading.



Légende

- A Température de l'huile à la partie supérieure donnée par la moyenne de la température de l'huile sortant de la cuve et de la température de la poche d'huile de la cuve
 - B Température de l'huile de mélange dans la cuve au sommet de l'enroulement (souvent supposée être la même température que A)
 - C Température de l'huile au niveau moyen de la cuve
 - D Température d'huile au bas de l'enroulement
 - E Niveau inférieur de la cuve
 - g_r Gradient de température entre l'enroulement moyen et l'huile moyenne (dans la cuve) au courant assigné
 - H Facteur du point-chaud
 - P Température du point-chaud
 - Q Température moyenne de l'enroulement déterminée par une mesure de résistance
- Axe X Température
- Axe Y Positions relatives
- point mesuré; ● point calculé



Key

- A Top-oil temperature derived as the average of the tank outlet oil temperature and the tank oil pocket temperature
- B Mixed oil temperature in the tank at the top of the winding (often assumed to be the same temperature as A)
- C Temperature of the average oil in the tank
- D Oil temperature at the bottom of the winding
- E Bottom of the tank
- g_r Average winding to average oil (in tank) temperature gradient at rated current
- H Hot-spot factor
- P Hot-spot temperature
- Q Average winding temperature determined by resistance measurement
- X-axis Temperature
- Y-axis Relative positions
- measured point; ● calculated point

Figure 2 – Thermal diagram

8.1.3 Mesure directe de l'échauffement du point chaud

La mesure directe avec des sondes à fibres optiques existe depuis le milieu des années 80, et a depuis été appliquée sur des transformateurs choisis.

L'expérience a montré qu'il pourrait y avoir des gradients supérieurs à 10 K entre différents emplacements au sommet d'un enroulement de transformateur normal [8]. Par conséquent il est peu probable que l'insertion de un à trois capteurs, par exemple, détectera le vrai point-chaud. Un compromis est nécessaire entre la nécessité d'insérer un grand nombre de capteurs pour trouver l'emplacement optimum, et les efforts et les coûts additionnels entraînés par les capteurs à fibres optiques. Il est recommandé d'installer les capteurs dans chaque enroulement pour lequel des mesures directes de point-chaud sont exigées.

Habituellement, les conducteurs à proximité du haut de l'enroulement subissent le champ de fuite maximum et la température d'huile environnante la plus élevée. Il serait donc normal de considérer que les conducteurs supérieurs contiennent le point le plus chaud. Les mesures ont cependant montré que le point le plus chaud pourrait être déplacé aux conducteurs inférieurs. Il est donc recommandé de répartir les capteurs sur les quelques premiers conducteurs, vus à partir du haut d'un enroulement [8]. Le constructeur doit définir les emplacements des capteurs par des calculs de perte/thermiques séparés.

Des exemples de variations de température du haut d'un enroulement sont illustrés aux figures 3 et 4 [8]. L'installation des capteurs à fibres optiques a été effectuée dans un transformateur refroidi ONAF de 400 MVA. Les valeurs montrées sont les valeurs en régime permanent à la fin d'un essai de surcharge de 15 h. Les valeurs 107 K et 115 K ont été prises comme les échauffements du point-chaud des enroulements respectifs. L'échauffement de l'huile au sommet à la fin de l'essai était de 79 K, c.-à-d. $\Delta\theta_{hr} = 28$ K pour l'enroulement de 120 kilovolts et $\Delta\theta_{hr} = 36$ K pour l'enroulement de 410 kilovolts.

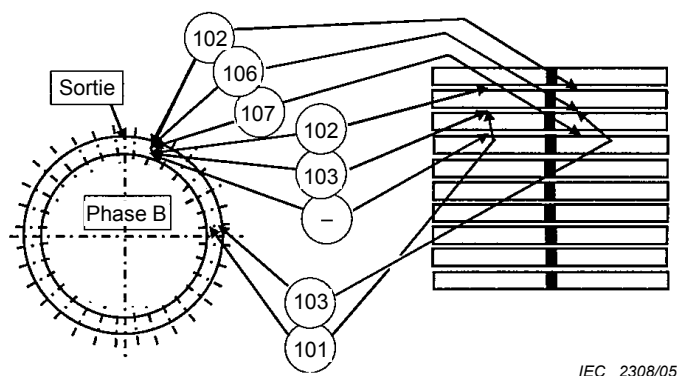


Figure 3 – Echauffement local au-dessus de la température de l'air dans un enroulement de 120 kV avec un facteur de charge de 1,6

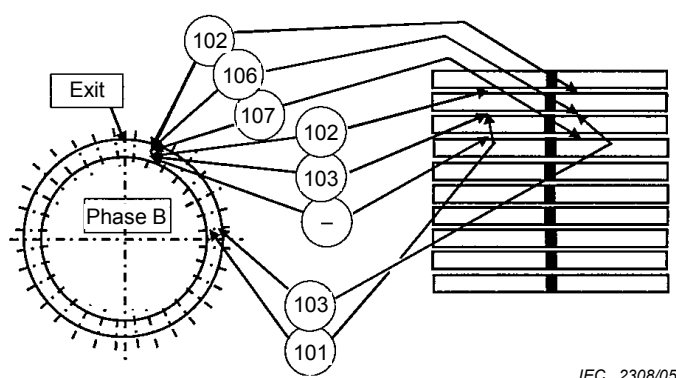
8.1.3 Direct measurement of hot-spot temperature rise

Direct measurement with fibre optic probes became available in the middle of the 1980s and has been practised ever since on selected transformers.

Experience has shown that there might be gradients of more than 10 K between different locations in the top of a normal transformer winding [8]. Hence, it is unlikely that the insertion of, for example, one to three sensors will detect the real hot-spot. A compromise is necessary between the necessity of inserting a large number of probes to find the optimum location, and the additional efforts and costs caused by fibre optic probes. It is recommended that sensors be installed in each winding for which direct hot-spot measurements are required.

Usually, the conductors near the top of the winding experience the maximum leakage field and the highest surrounding oil temperature. It would, therefore, be natural to consider that the top conductors contain the hottest spot. However, measurements have shown that the hottest spot might be moved to lower conductors. It is therefore recommended that the sensors be distributed among the first few conductors, seen from the top of a winding [8]. The manufacturer shall define the locations of the sensors by separate loss/thermal calculations.

Examples of the temperature variations in the top of a winding are shown in Figures 3 and 4 [8]. The installation of fibre optic probes was made in a 400 MVA, ONAF-cooled transformer. The values shown are the steady-state values at the end of a 15 h overload test. The values 107 K and 115 K were taken as the hot-spot temperature rises of the respective windings. The top-oil temperature rise at the end of the test was 79 K, i.e. $\Delta\theta_{hr} = 28$ K for the 120 kV winding and $\Delta\theta_{hr} = 36$ K for the 410 kV winding.



IEC 2308/05

Figure 3 – Local temperature rises above air temperature in a 120 kV winding at a load factor of 1,6

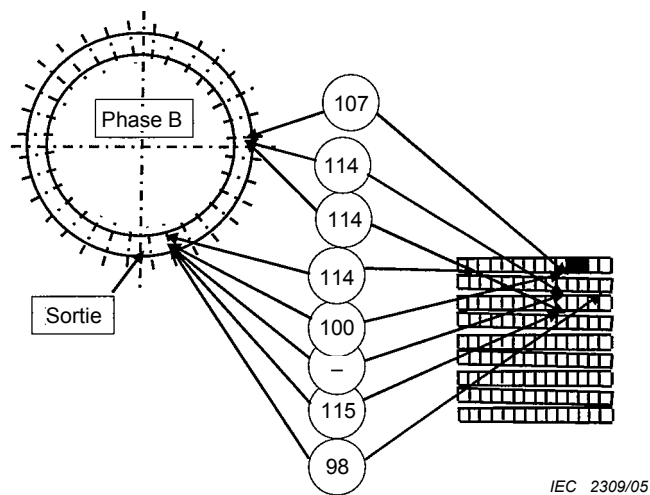
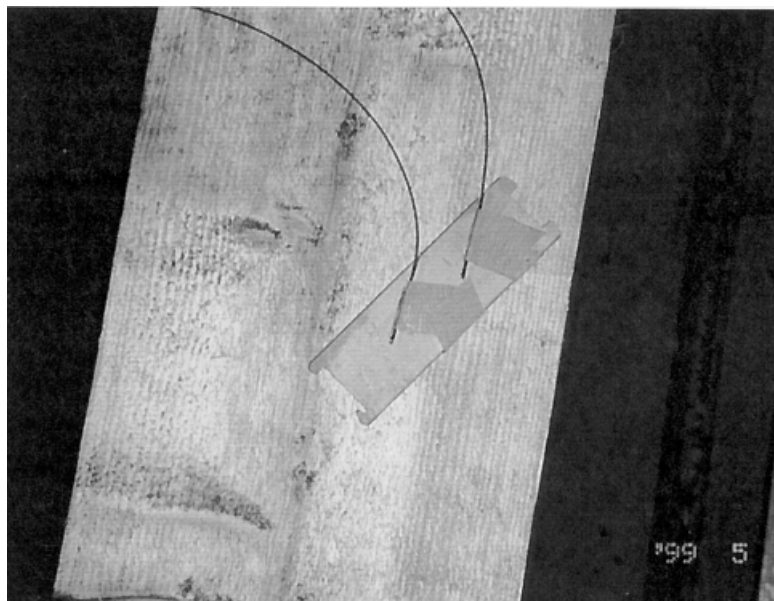


Figure 4 – Echauffement local au-dessus de la température de l'air dans un enroulement de 410 kV avec un facteur de charge de 1,6

Les capteurs ont été insérés dans des encoches réalisées dans des cales radiales de telle manière qu'il y ait seulement l'isolation du conducteur et une couche de papier mince additionnelle entre le capteur et le métal conducteur (voir Figure 5). Les étalonnages ont montré que l'on obtenait de cette façon une précision raisonnable [9].



IEC 2310/05

Figure 5 – Deux sondes à fibres optiques installées dans une cale avant que la cale ait été installée dans l'enroulement de 120 kV

Le facteur de point-chaud H est pris comme le rapport du gradient $\Delta\theta_{hr}$ pour la sonde la plus chaude et le gradient entre enroulement moyen et huile moyenne g_r . Dans l'exemple de mesure, les valeurs de g étaient 23 K pour l'enroulement de 120 kV et 30 K pour l'enroulement de 410 kV. Cela signifie que les valeurs de H étaient respectivement 1,22 et 1,20.

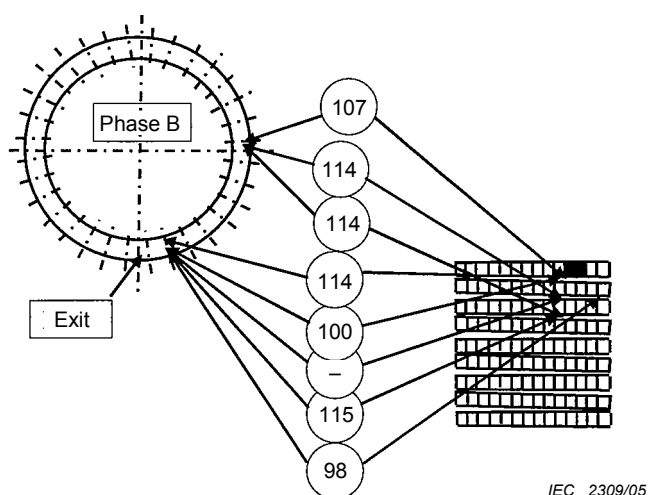


Figure 4 – Local temperature rises above air temperature in a 410 kV winding at a load factor of 1,6

The sensors were inserted in slots in the radial spacers in such a way that there was only the conductor insulation and an additional thin paper layer between the sensor and the conductor metal (see Figure 5). Calibrations have shown that a reasonable accuracy is obtained in this way [9].

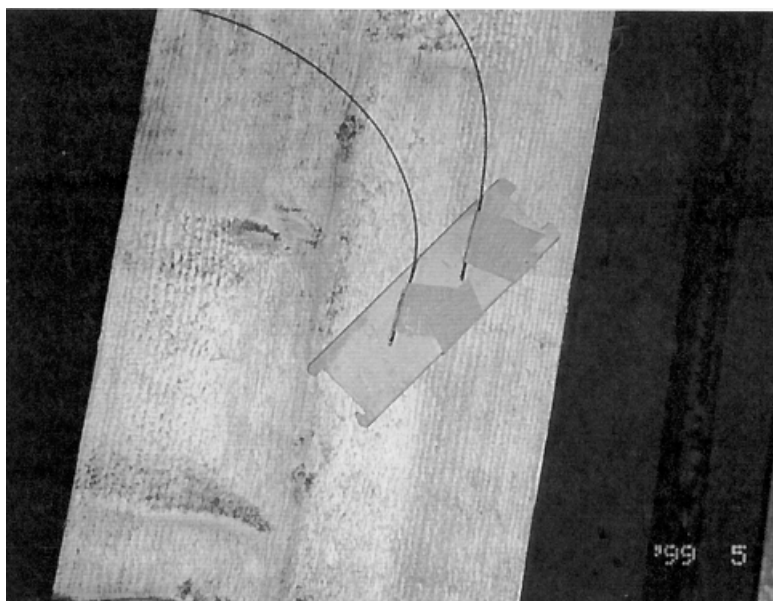


Figure 5 – Two fibre optic sensors installed in a spacer before the spacer was installed in the 120 kV winding

The hot-spot factor H is taken as the ratio of the gradient $\Delta\theta_{hr}$ for the hottest probe and the average winding-to-average oil gradient g_r . In the example measurement, the g -values were 23 K for the 120 kV winding and 30 K for the 410 kV winding. This means that the H -values were 1,22 and 1,20 respectively.

8.1.4 Facteur du point-chaud

Le facteur de point-chaud H est spécifique à l'enroulement et il convient de le déterminer au cas par cas quand il est demandé. Les études montrent que le facteur H change dans les plages 1,0 à 2,1 selon la taille de transformateur, son impédance de court-circuit et la conception d'enroulement [10]. Il convient de déterminer le facteur H soit par la mesure directe (voir 8.1.3) soit par une procédure de calcul fondée sur des principes fondamentaux concernant les pertes et les transferts thermiques, justifiée par des mesures directes sur des transformateurs de série ou prototype ou sur des enroulements. Pour les transformateurs de distribution normalisés avec une impédance de court-circuit $\leq 8\%$ la valeur de $H = 1,1$ peut être considérée comme suffisamment précise pour les considérations de charge. Dans les exemples de calcul en annexe E on suppose que $H = 1,1$ pour les transformateurs de distribution et $H = 1,3$ pour les transformateurs de moyenne puissance ainsi que les transformateurs de grande puissance.

Il convient que la procédure de calcul soit fondée sur des principes fondamentaux de pertes et de transferts thermiques et prenne en compte les éléments suivants [11]:

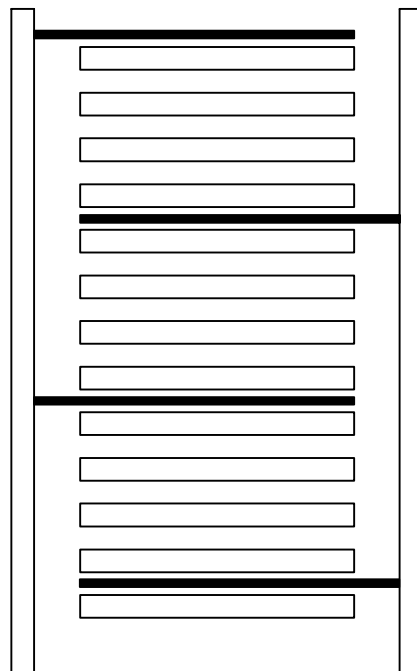
- a) Le flux de fluide dans les canaux d'enroulement. Il convient de modéliser le transfert thermique, les vitesses d'huile et la température du fluide qui en résulte pour chaque canal de refroidissement.
- b) La distribution des pertes à l'intérieur de l'enroulement. Une des principales causes des pertes locales supplémentaires dans les conducteurs d'enroulement est due aux pertes par courants de Foucault liés au flux de fuite radial apparaissant aux extrémités d'enroulement, où le flux de fuite traverse la plus large dimension des conducteurs. Il convient de déterminer les pertes totales dans les conducteurs contraints en utilisant les pertes dues aux courants de Foucault et de circulation en plus des pertes liées à la résistance mesurée en courant continu. Il convient de considérer également les connexions qui sont soumises à un échauffement lié au flux de fuite, comme les connexions de bobine-à-bobine et certaines brasures de prise-à-enroulement.
- c) Les effets de transfert thermique par conduction à l'intérieur de l'enroulement provoqués par les différentes épaisseurs d'isolation utilisées dans tout l'enroulement.
- d) Les caractéristiques locales de conception ou les restrictions locales de circulation du fluide.
 - L'isolation de couche peut avoir une épaisseur différente à travers un enroulement en couches, et l'isolation voisine du canal de refroidissement affecte le transfert thermique.
 - Les écrans dirigeant le flux réduisent le transfert de chaleur dans le fluide dans le cas d'un enroulement refroidi par une circulation en zigzag (Figure 6).

8.1.4 Hot-spot factor

The hot-spot factor H is winding-specific and should be determined on a case-by-case basis when required. Studies show that the factor H varies within the ranges 1,0 to 2,1 depending on the transformer size, its short-circuit impedance and winding design [10]. The factor H should be defined either by direct measurement (see 8.1.3) or by a calculation procedure based on fundamental loss and heat transfer principles, and substantiated by direct measurements on production or prototype transformers or windings. For standard distribution transformers with a short-circuit impedance $\leq 8\%$ the value of $H = 1,1$ can be considered accurate enough for loading considerations. In the calculation examples in Annex E, it is assumed that $H = 1,1$ for distribution transformers and $H = 1,3$ for medium-power and large-power transformers.

A calculation procedure based on fundamental loss and heat transfer principles should consider the following [11].

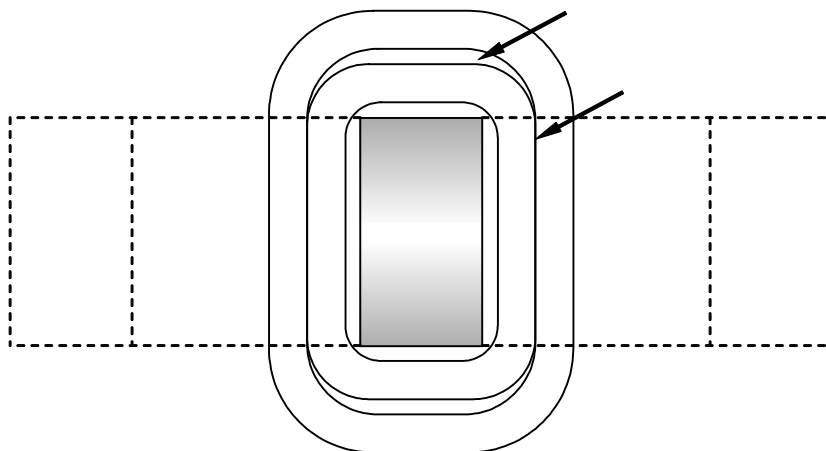
- a) The fluid flow within the winding ducts. The heat transfer, flow rates and resulting fluid temperature should be modelled for each cooling duct.
- b) The distribution of losses within the winding. One of the principal causes of extra local loss in the winding conductors is radial flux eddy loss at the winding ends, where the leakage flux intercepts the wide dimension of the conductors. The total losses in the subject conductors should be determined using the eddy and circulating current losses in addition to the d.c. resistance loss. Connections that are subject to leakage flux heating, such as coil-to-coil connections and some tap-to-winding brazes, should also be considered.
- c) Conduction heat transfer effects within the winding caused by the various insulation thickness used throughout the winding.
- d) Local design features or local fluid flow restrictions.
 - Layer insulation may have a different thickness throughout a layer winding, and insulation next to the cooling duct affects the heat transfer.
 - Flow-directing washers reduce the heat transfer into the fluid in the case of a zigzag-cooled winding (Figure 6).



IEC 2311/05

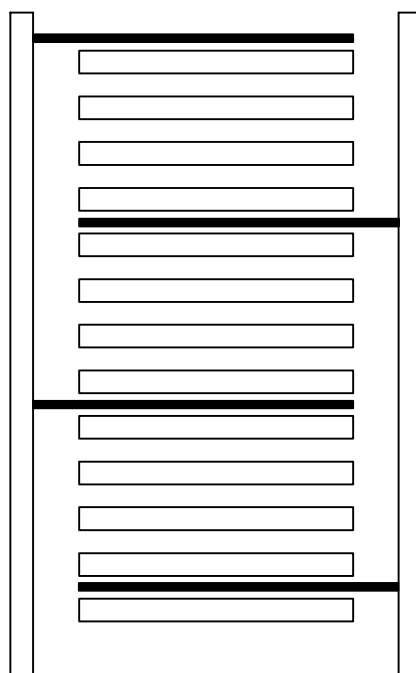
Figure 6 – Enroulement refroidi par une circulation en zigzag où la distance entre toutes les sections est la même et l'écran de circulation du fluide est installé dans l'espace entre sections

- Eventuelle isolation supplémentaire sur les spires d'extrémité et sur les conducteurs de sortie d'enroulement traversant des murs isolants
- Tous les canaux de refroidissement ne se prolongent pas complètement autour de l'enroulement dans les transformateurs de distribution et les petits transformateurs de puissance. Certains canaux de refroidissement sont situés uniquement dans la portion de l'enroulement en dehors du circuit magnétique (voir la figure 7). Une telle "disposition à canaux réduits" crée un gradient de température circonférentiel du centre de l'enroulement sans canal, sous la culasse, vers le centre de l'enroulement en dehors du noyau, où les canaux de refroidissement sont localisés.



IEC 2312/05

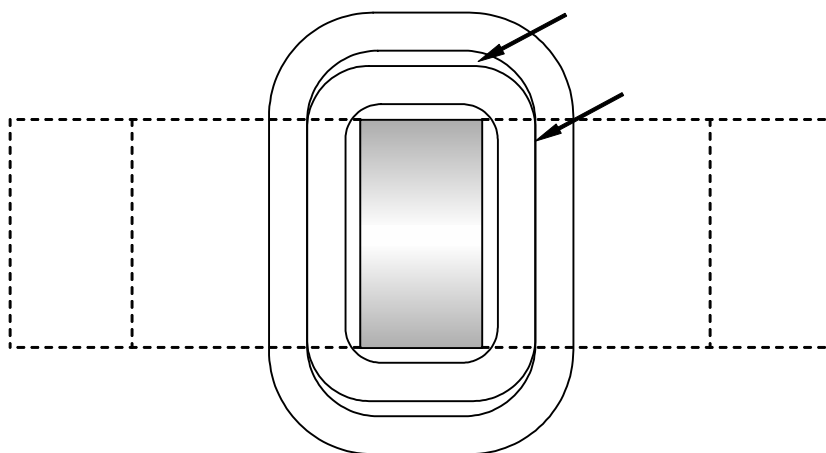
Figure 7 – Vue de dessus de la section d'un enroulement rectangulaire avec "disposition de canaux de refroidissement réduits" sous les culasses.



IEC 2311/05

Figure 6 – Zigzag-cooled winding where the distance between all sections is the same and the flow-directing washer is installed in the space between sections

- Possible extra insulation on end turns and on winding conductors exiting through the end insulation.
- Not all cooling ducts extend completely around the winding in distribution transformers and small power transformers. Some cooling ducts are located only in the portion of the winding outside the core (see Figure 7). Such a "collapsed duct arrangement" causes a circumferential temperature gradient from the centre of the winding with no ducts under the yoke to the centre of the winding outside core where cooling ducts are located.



IEC 2312/05

Figure 7 – Top view section of a rectangular winding with "collapsed cooling duct arrangement" under the yokes

8.2 Températures de l'huile à la partie supérieure et température du point-chaud pour des conditions variables de température ambiante et de régime de charge

8.2.1 Généralités

Ce paragraphe fournit deux manières alternatives de décrire la température du point-chaud en fonction du temps, pour un courant de charge variable et à température ambiante.

- a) Solution d'équations exponentielles, appropriée à une variation de charge de type fonction en échelons. Cette méthode est particulièrement adaptée pour la détermination des paramètres de transfert thermique par essai, en particulier par les fabricants [12], et elle donne des résultats corrects dans les cas suivants.
 - Chacun des paliers de charge croissante est suivi d'un palier de charge décroissante ou vice versa.
 - Dans le cas de N paliers successifs de charges croissantes ($N \geq 2$), chacun des $(N - 1)$ premiers paliers doit être assez long pour que le gradient $\Delta\theta_h$ du point-chaud par rapport à l'huile au sommet atteigne son régime établi. La même condition est valable dans le cas de N paliers successifs de charges décroissantes ($N \geq 2$).
- b) Solution des équations différentielles, appropriée pour un facteur de charge K variant arbitrairement en fonction du temps et une température ambiante variable θ_a . Cette méthode est particulièrement applicable pour la surveillance en ligne [13], d'autant plus qu'il n'y a pas de restriction sur le profil de charge.

NOTE Pour le refroidissement ON et OF, le changement de la viscosité de l'huile contrebalance l'effet de la variation ohmique de la résistance des conducteurs. En fait, l'effet de refroidissement du changement de viscosité de l'huile est plus fort que l'effet thermique du changement de résistance. Cela a été pris implicitement en compte par l'exposant d'enroulement de 1,3 dans le tableau 5. Pour le refroidissement OD, l'influence de la viscosité de l'huile sur les échauffements est faible, et il convient de considérer l'effet de la variation ohmique de résistance. Un terme de correction approximatif (avec son signe) pour l'échauffement du point-chaud en mode OD est de $0,15 \times (\Delta\theta_h - \Delta\theta_{hr})$.

8.2.2 Solution des équations exponentielles

Un exemple d'une variation de charge de type fonction en échelons, où chacun des paliers de charge croissante est suivi par un palier de charge décroissante, est montré en figure 8 (les détails de l'exemple sont donnés en annexe B).

8.2 Top-oil and hot-spot temperatures at varying ambient temperature and load conditions

8.2.1 General

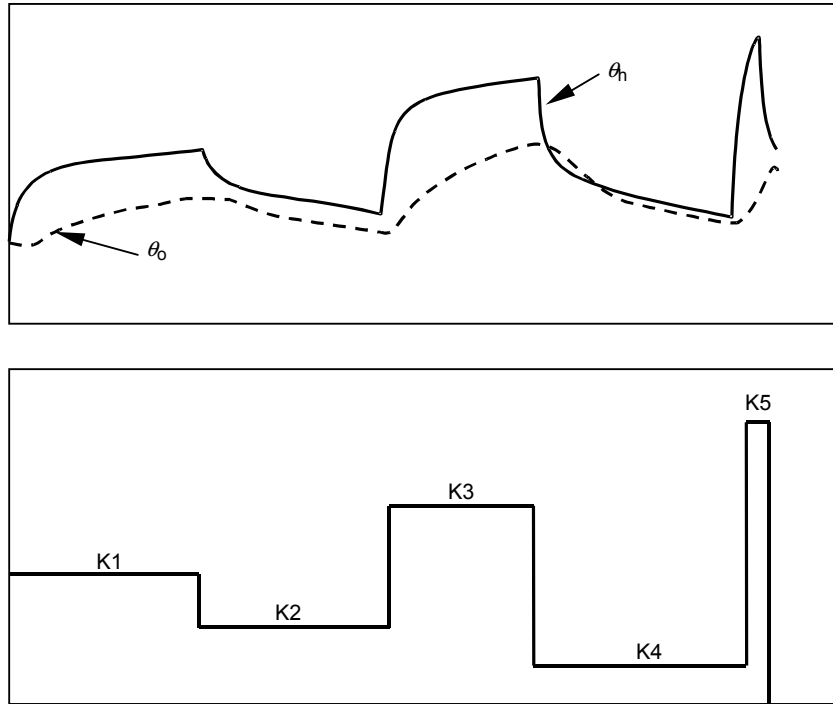
This subclause provides two alternative ways of describing the hot-spot temperature as a function of time, for varying load current and ambient temperature.

- a) Exponential equations solution, suitable for a load variation according to a step function. This method is particularly suited to determination of the heat transfer parameters by test, especially by manufacturers [12], and it yields proper results in the following cases.
 - Each of the increasing load steps is followed by a decreasing load step or vice versa.
 - In case of N successive increasing load steps ($N \geq 2$), each of the $(N - 1)$ first steps has to be long enough for the hot-spot-to-top-oil gradient $\Delta\theta_h$ to obtain steady state. The same condition is valid in case of N successive decreasing load steps ($N \geq 2$).
- b) Difference equations solution, suitable for arbitrarily time-varying load factor K and time-varying ambient temperature θ_a . This method is particularly applicable for on-line monitoring [13], especially as it does not have any restrictions concerning the load profile.

NOTE For ON and OF cooling, the oil viscosity change counteracts the effect of the ohmic resistance variation of the conductors. In fact, the cooling effect of the oil viscosity change is stronger than the heating effect of the resistance change. This has been taken into account implicitly by the winding exponent of 1,3 in Table 5. For OD cooling, the influence of the oil viscosity on temperature rises is slight, and the effect of the ohmic resistance variation should be considered. An approximate correction term (with its sign) for the hot-spot temperature rise at OD is $0,15 \times (\Delta\theta_h - \Delta\theta_{hr})$.

8.2.2 Exponential equations solution

An example of a load variation according to a step function, where each of the increasing load steps is followed by a decreasing load step, is shown in Figure 8 (the details of the example are given in Annex B).



IEC 2313/05

735 min

Légende

θ_h Température du point-chaud d'enroulement

θ_o Température de l'huile supérieure en cuve

K1 est de 1,0

K2 est de 0,6

K3 est de 1,5

K4 est de 0,3

K5 est de 2,1

Figure 8 – Réponses en température aux variations en échelons du courant de charge

La température du point-chaud est égale à la somme de la température ambiante, de l'échauffement de l'huile en sommet de cuve, et de la différence de température entre le point-chaud et l'huile en sommet de cuve.

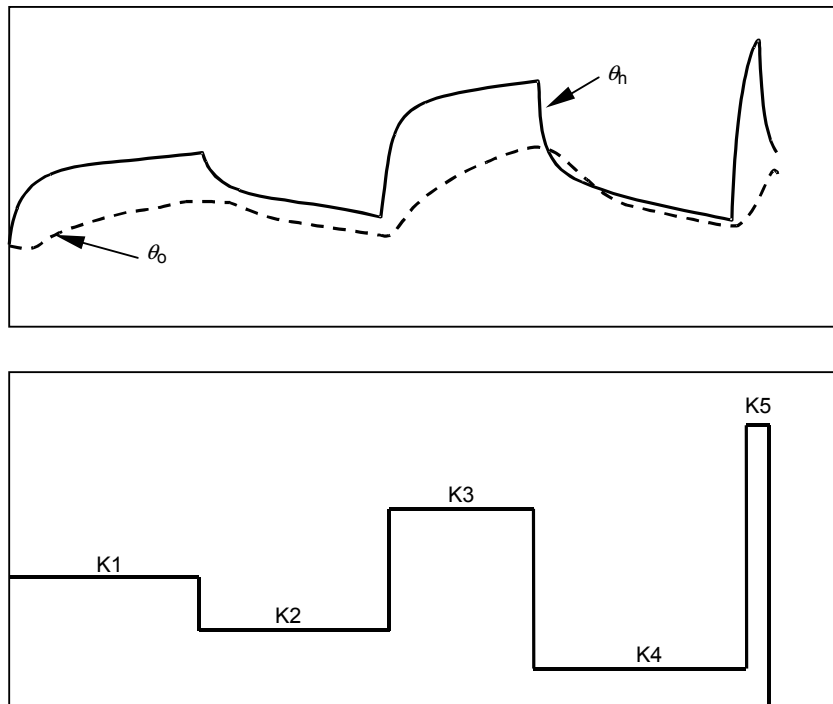
L'augmentation de la température jusqu'à un niveau correspondant à un facteur de charge de K est donnée par:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \times f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \left\{ Hg_r K^y - \Delta\theta_{hi} \right\} \times f_2(t) \quad (5)$$

De même, la diminution de la température jusqu'à un niveau correspondant à un facteur de charge de K est donnée par:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x \right\} \times f_3(t) + Hg_r K^y \quad (6)$$

L'exposant de l'huile au sommet x et l'exposant d'enroulement y sont donnés dans le tableau 5 [14].



IEC 2313/05

735 min

Key θ_h Winding hot-spot temperature θ_o Top-oil temperature in tank

K1 is 1,0

K2 is 0,6

K3 is 1,5

K4 is 0,3

K5 is 2,1

Figure 8 – Temperature responses to step changes in the load current

The hot-spot temperature is equal to the sum of the ambient temperature, the top-oil temperature rise in the tank, and the temperature difference between the hot-spot and top-oil in the tank.

The temperature increase to a level corresponding to a load factor of K is given by:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} \times f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \{ H_{gr} K^y - \Delta\theta_{hi} \} \times f_2(t) \quad (5)$$

Correspondingly, temperature decrease to a level corresponding to a load factor of K , is given by:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[\frac{1 + R \times K^2}{1 + R} \right]^x \right\} \times f_3(t) + H_{gr} K^y \quad (6)$$

The top-oil exponent x and the winding exponent y are given in Table 5 [14].

La fonction $f_1(t)$ décrit l'augmentation relative de l'échauffement de l'huile au sommet selon l'unité de sa valeur en régime établi:

$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_0)}\right) \quad (7)$$

où

k_{11} est une constante donnée dans le tableau 5;

τ_0 est la constante de temps de l'huile moyen (min).

La fonction $f_2(t)$ décrit l'augmentation relative du gradient de point-chaud par rapport à l'huile au sommet selon l'unité de sa valeur en régime établi. Elle modélise le fait qu'il s'écoule un certain temps avant que la circulation de l'huile ait adapté sa vitesse pour correspondre au niveau de charge accru:

$$f_2(t) = k_{21} \times \left(1 - e^{(-t)/(k_{22} \times \tau_w)}\right) - (k_{21} - 1) \times \left(1 - e^{(-t)/(\tau_0/k_{22})}\right) \quad (8)$$

Les constantes k_{11} , k_{21} , k_{22} et les constantes de temps τ_w et τ_0 sont spécifiques au transformateur. Elles peuvent être déterminées pendant un essai d'échauffement prolongé dans la période "pertes à vide + pertes dues à la charge", si les pertes fournies et les conditions de refroidissement correspondantes, par exemple AN ou AF, sont maintenues inchangées dès le début jusqu'à ce que l'état d'équilibre ait été atteint. Dans ce cas il est nécessaire de s'assurer que l'essai d'échauffement débute lorsque le transformateur est approximativement à la température ambiante. Il est évident que k_{21} , k_{22} et τ_w ne peuvent être définis que si le transformateur est équipé de capteurs à fibres optiques. Si τ_0 et τ_w ne sont pas définis pendant un essai d'échauffement prolongé, ils peuvent être définis par calcul (voir annexe A). En l'absence des valeurs spécifiques du transformateur, les valeurs du tableau 5 sont recommandées. Les graphiques correspondants sont présentés en figure 9.

NOTE 1 Si les conditions de courant et de refroidissement ne restent pas suffisamment longtemps inchangées pendant le processus d'échauffement pour projeter la tangente à la courbe de chauffage initiale, les constantes de temps ne peuvent pas être déterminées à partir de l'essai d'échauffement réalisé selon la pratique CEI.

NOTE 2 Les graphes de $f_2(t)$ observés pour les transformateurs de distribution sont semblables au graphe 7 de la figure 9, c.-à-d. les transformateurs de distribution ne montrent pas un tel "dépassement" du point-chaud; après un échelon de courant de charge croissant comme le présentent les transformateurs de puissance à refroidissement ON et OF.

La fonction $f_3(t)$ décrit la diminution relative du gradient de la température d'huile au sommet par rapport à la température ambiante selon l'unité de la décroissante totale.

$$f_3(t) = e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_0)} \quad (9)$$

The function $f_1(t)$ describes the relative increase of the top-oil temperature rise according to the unit of the steady-state value:

$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_0)}\right) \quad (7)$$

where

k_{11} is a constant given in Table 5;

τ_0 is the average oil-time constant (min).

The function $f_2(t)$ describes the relative increase of the hot-spot-to-top-oil gradient according to the unit of the steady-state value. It models the fact that it takes some time before the oil circulation has adapted its speed to correspond to the increased load level:

$$f_2(t) = k_{21} \times \left(1 - e^{(-t)/(k_{22} \times \tau_w)}\right) - (k_{21} - 1) \times \left(1 - e^{(-t)/(\tau_0 / k_{22})}\right) \quad (8)$$

The constants k_{11} , k_{21} , k_{22} and the time constants τ_w and τ_0 are transformer specific. They can be determined in a prolonged heat-run test during the "no-load loss + load loss" period, if the supplied losses and corresponding cooling conditions, for example AN or AF, are kept unchanged from the start until the steady state has been obtained. In this case, it is necessary to ensure that the heat-run test is started when the transformer is approximately at the ambient temperature. It is obvious that k_{21} , k_{22} and τ_w can be defined only if the transformer is equipped with fibre optic sensors. If τ_0 and τ_w are not defined in a prolonged heat-run test they can be defined by calculation (see Annex A). In the absence of transformer specific values, the values in Table 5 are recommended. The corresponding graphs are shown in Figure 9.

NOTE 1 Unless the current and cooling conditions remain unchanged during the heating process long enough to project the tangent to the initial heating curve, the time constants cannot be determined from the heat-run test performed according to IEC practice.

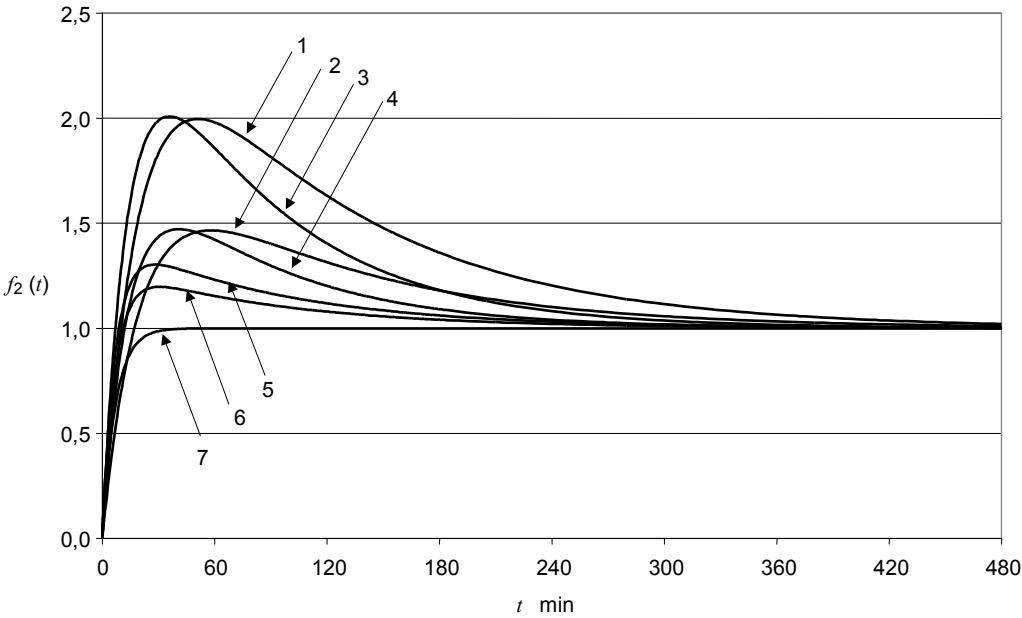
NOTE 2 The $f_2(t)$ graphs observed for distribution transformers are similar to graph 7 in Figure 9, i.e. distribution transformers do not show such a hot-spot "overshoot" at step increase in the load current as ON and OF-cooled power transformers do.

The function $f_3(t)$ describes the relative decrease of the top-oil-to-ambient gradient according to the unit of the total decrease:

$$f_3(t) = e^{(-t)/(k_{11} \times \tau_0)} \quad (9)$$

Tableau 5 – Caractéristiques thermiques recommandées pour les équations exponentielles

	Transfor- mateurs de distribution	Transformateurs de grande et moyenne puissance						
	ONAN	ONAN restreint (voir NOTE)	ONAN	ONAF restreint (voir NOTE)	ONAF	OF restreint (voir NOTE)	OF	OD
Exposant huile x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
Exposant d'enroulement y	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
Constante k_{11}	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
Constante k_{21}	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
Constante k_{22}	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Constante de temps τ_0	180	210	210	150	150	90	90	90
Constante de temps τ_w	4	10	10	7	7	7	7	7
NOTE Si un enroulement d'un transformateur de type ON ou OF est refroidi par circulation de fluide en zigzag, une épaisseur de cale radiale inférieure à 3 mm pourrait occasionner une circulation d'huile restreinte, c.-à-d. une valeur maximale de la fonction $f_2(t)$ supérieure à celle obtenue par des cales ≥ 3 mm.								



IEC 2314/05

Légende

- 1 ONAN – flux d'huile restreint

2 ONAN

3 ONAF – flux d'huile restreint

4 ONAF
- 5 OF – flux d'huile restreint

6 OF

7 OD et transformateurs de distribution

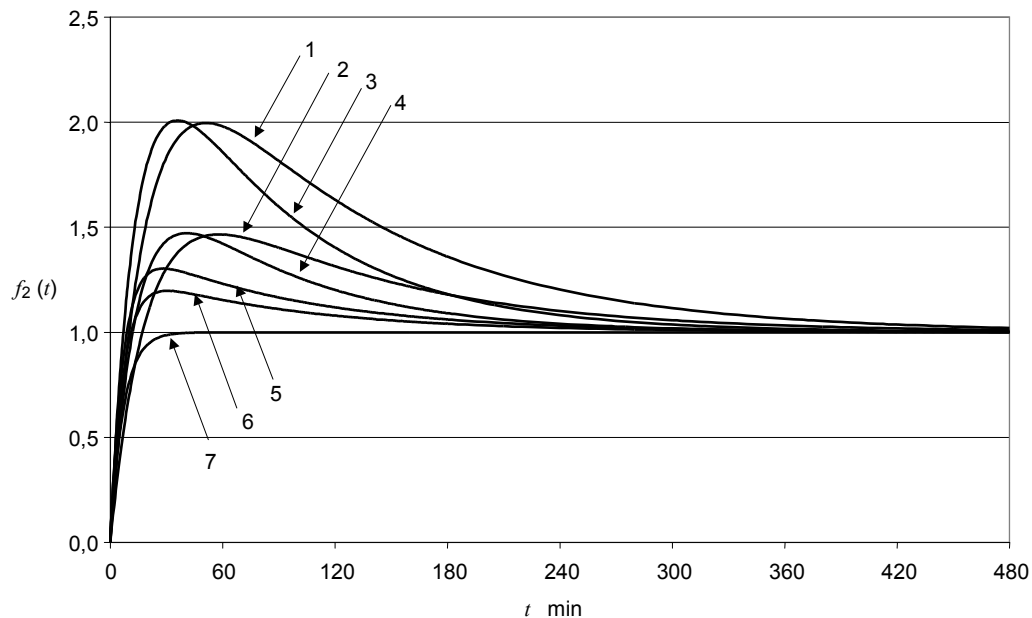
Figure 9 –La fonction $f_2(t)$ associée aux valeurs données au tableau 5

Un exemple d'application de la solution des équations exponentielles est donné en annexe B.

Table 5 – Recommended thermal characteristics for exponential equations

	Distribution transformers	Medium and large power transformers						
	ONAN	ONAN restricted (see Note)	ONAN	ONAF restricted (see Note)	ONAF	OF restricted (see Note)	OF	OD
Oil exponent x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
Winding exponent y	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
Constant k_{11}	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
Constant k_{21}	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
Constant k_{22}	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Time constant τ_0	180	210	210	150	150	90	90	90
Time constant τ_w	4	10	10	7	7	7	7	7

NOTE If a winding of an ON or OF-cooled transformer is zigzag-cooled, a radial spacer thickness of less than 3 mm might cause a restricted oil circulation, i.e. a higher maximum value of the function $f_2(t)$ than obtained by spacers ≥ 3 mm.



IEC 2314/05

Key

- | | |
|------------------------------|------------------------------------|
| 1 ONAN – restricted oil flow | 5 OF – restricted oil flow |
| 2 ONAN | 6 OF |
| 3 ONAF – restricted oil flow | 7 OD and distribution transformers |
| 4 ONAF | |

Figure 9 – The function $f_2(t)$ generated by the values given in Table 5

An application example of the exponential equations solution is given in Annex B.

8.2.3 Solution des équations différentielles

Ce paragraphe décrit l'utilisation des équations différentielles de transfert thermique, applicables pour un facteur de charge K variant arbitrairement en fonction du temps, et une température ambiante variable θ_a . Elles sont destinées à servir de base au logiciel pour traiter des données afin de définir la température du point-chaud en fonction du temps et par conséquent la consommation de la durée de vie correspondante de l'isolation. Les équations différentielles sont représentées sous forme du schéma bloc en figure 10.

Observer en figure 10 que les entrées sont le facteur de charge K , et la température ambiante θ_a , sur le côté gauche. La sortie est la température du point-chaud désirée θ_h , sur le côté droit. La variable de Laplace s est essentiellement l'opérateur dérivé d/dt .

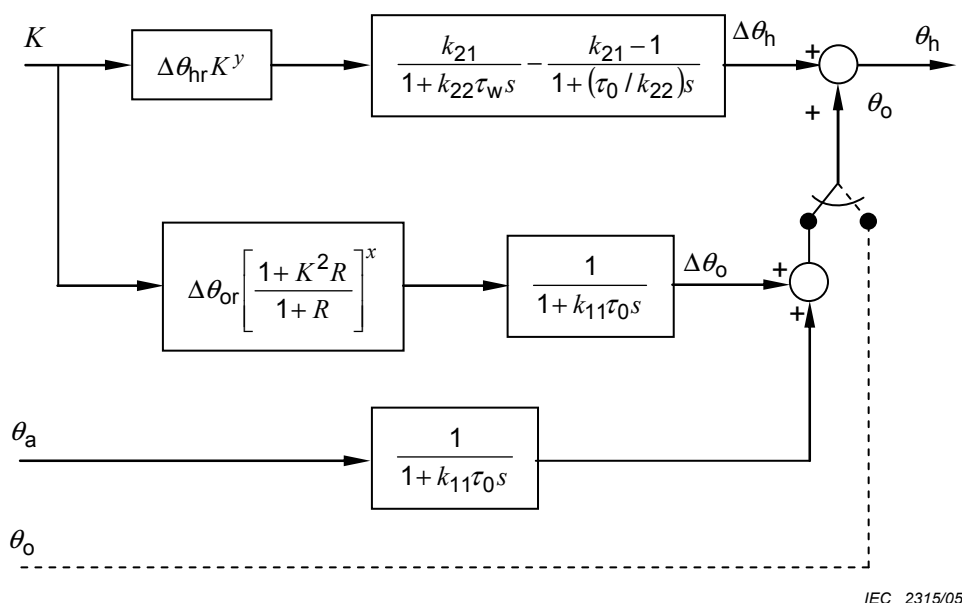


Figure 10 – Représentation du schéma bloc fonctionnel des équations différentielles

Sur la figure 10, le deuxième bloc du chemin supérieur représente la dynamique de l'échauffement du point-chaud. Le premier terme (avec le numérateur k_{21}) représente l'échauffement de base du point-chaud, avant que l'effet du changement de débit d'huile sur le point-chaud soit pris en considération. Le deuxième terme (avec le numérateur $k_{21} - 1$) représente la variation du débit d'huile sur le point-chaud, phénomène transitoire qui change beaucoup plus lentement. L'effet combiné de ces deux termes doit expliquer le fait qu'une augmentation soudaine du courant de charge puisse causer un pic inattendu d'échauffement du point-chaud, très vite après le changement subit de charge. Des valeurs pour k_{11} , k_{21} , k_{22} et les autres paramètres introduits sont discutés au 8.2.2, et des valeurs proposées au tableau 5.

Si la température de l'huile au sommet peut être mesurée comme un signal électrique par un dispositif informatique, alors une formule alternative est représentée par le chemin en pointillé, avec l'interrupteur vers la droite; le chemin de calcul de l'huile au sommet (interrupteur vers la gauche) n'est pas utile. Tous les paramètres ont été définis en 8.2.2.

Le pas de temps doit être inférieur à la moitié de la plus petite constante de temps τ_w pour obtenir une précision satisfaisante. De plus, il convient que τ_w et τ_0 ne soient pas réglés à zéro.

L'interprétation des blocs en figure 10 comme équations différentielles commodes est décrite en détail en annexe C.

8.2.3 Differential equations solution

This subclause describes the use of heat transfer differential equations, applicable for arbitrarily time-varying load factor K and time-varying ambient temperature θ_a . They are intended to be the basis for the software to process data in order to define hot-spot temperature as a function of time and consequently the corresponding insulation life consumption. The differential equations are represented in block diagram form in Figure 10.

Observe in Figure 10 that the inputs are the load factor K , and the ambient temperature θ_a on the left. The output is the desired hot-spot temperature θ_h on the right. The Laplace variable s is essentially the derivative operator d/dt .

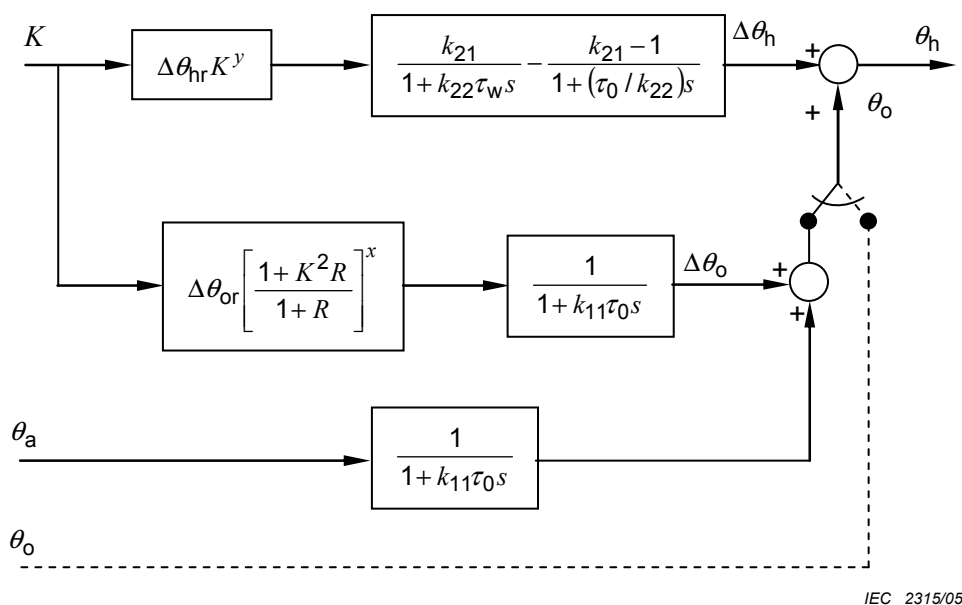


Figure 10 – Block diagram representation of the differential equations

In Figure 10, the second block in the uppermost path represents the hot-spot rise dynamics. The first term (with numerator k_{21}) represents the fundamental hot-spot temperature rise, before the effect of changing oil flow past the hot-spot is taken into account. The second term (with numerator $k_{21} - 1$) represents the varying rate of oil flow past the hot-spot, a phenomenon which changes much more slowly. The combined effect of these two terms is to account for the fact that a sudden rise in load current may cause an otherwise unexpectedly high peak in the hot-spot temperature rise, very soon after the sudden load change. Values for k_{11} , k_{21} , k_{22} and the other parameters shown are discussed in 8.2.2 and suggested values given in Table 5.

If the top-oil temperature can be measured as an electrical signal into a computing device, then an alternative formulation is the dashed line path, with the switch in its right position; the top-oil calculation path (switch to the left) is not required. All of the parameters have been defined in 8.2.2.

The time step shall be less than one-half of the smallest time constant τ_w to obtain a reasonable accuracy. Additionally, τ_w and τ_0 should not be set to zero.

The interpretation of the blocks in Figure 10 as convenient difference equations is described in detail in Annex C.

8.3 Température ambiante

8.3.1 Transformateurs de type extérieur à refroidissement par air

Pour des considérations dynamiques, comme la surveillance ou le régime de charge de secours de courte durée, il convient d'utiliser la température réelle de l'air comme température ambiante.

Comme références de conception et d'essais, les températures équivalentes suivantes sont prises en tant que température ambiante.

- a) La température ambiante annuelle pondérée est utilisée pour le calcul du vieillissement thermique.
- b) La température moyenne mensuelle du mois le plus chaud est utilisée pour le calcul de la température maximale du point chaud.

NOTE Concernant la température ambiante, voir également la CEI 60076-2:1993.

Si la température ambiante varie sensiblement pendant le cycle de charge, alors la température ambiante pondérée est une constante, température ambiante fictive qui cause le même vieillissement que la température ambiante variable agissant au cours de cette période. Dans le cas où une augmentation de température de 6 K double la vitesse de vieillissement et où on peut admettre que la variation de température ambiante est sinusoïdale, la température ambiante annuelle pondérée θ_E , est égale à

$$\theta_E = \theta_{ya} + 0,01 \times [2 (\theta_{ma-max} - \theta_{ya})]^{1,85} \quad (10)$$

où

θ_{ma-max} est la température moyenne mensuelle du mois le plus chaud (qui est égal à la somme des moyennes des maxima journaliers et des moyennes des minima journaliers, mesurés en °C, pendant ce mois, sur 10 années ou plus, divisé par 2);

θ_{ya} est la température moyenne annuelle (qui est égale à la somme des températures moyennes mensuelles, mesurée en °C, divisée par 12).

EXEMPLE: En utilisant les valeurs moyennes mensuelles (plus exactement en utilisant les valeurs pondérées mensuelles) pour θ_a :

$$\left. \begin{array}{l} \theta_{ma-max} = 30 \text{ °C pour 2 mois} \\ \theta_{ma} = 20 \text{ °C pour 4 mois} \\ \theta_{ma} = 10 \text{ °C pour 4 mois} \\ \theta_{ma} = 0 \text{ °C pour 2 mois} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \theta_{ya} \text{ moyenne} = 15,0 \text{ °C} \\ \text{Moyenne pondérée } \theta_E = 20,4 \text{ °C} \end{array}$$

La température ambiante utilisée dans les exemples de calcul en annexe E est de 20 °C.

8.3.2 Correction de la température ambiante pour transformateurs installés à l'intérieur d'une enceinte

Un transformateur fonctionnant dans une enceinte présente un échauffement supplémentaire qui est environ la moitié de l'échauffement de l'air dans cette enceinte.

Pour les transformateurs installés dans une enceinte en métal ou en béton, il convient de remplacer $\Delta\theta_{or}$ dans les équations (5) et (6) par $\Delta\theta'_{or}$ comme suit:

$$\Delta\theta'_{or} = \Delta\theta_{or} + \Delta(\Delta\theta_{or}) \quad (11)$$

où $\Delta(\Delta\theta_{or})$ est l'échauffement supplémentaire de l'huile supérieure à charge assignée.

8.3 Ambient temperature

8.3.1 Outdoor air-cooled transformers

For dynamic considerations, such as monitoring or short-time emergency loading, the actual temperature profile should be used directly.

For design and test considerations, the following equivalent temperatures are taken as ambient temperature.

- The yearly weighted ambient temperature is used for thermal ageing calculation.
- The monthly average temperature of the hottest month is used for the maximum hot-spot temperature calculation.

NOTE Concerning the ambient temperature, see also IEC 60076-2:1993.

If the ambient temperature varies appreciably during the load cycle, then the weighted ambient temperature is a constant, fictitious ambient temperature which causes the same ageing as the variable temperature acting during that time. For a case where a temperature increase of 6 K doubles the ageing rate and the ambient temperature can be assumed to vary sinusoidally, the yearly weighted ambient temperature, θ_E , is equal to

$$\theta_E = \theta_{ya} + 0,01 \times \left[2 (\theta_{ma-max} - \theta_{ya}) \right]^{1,85} \quad (10)$$

where

θ_{ma-max} is the monthly average temperature of the hottest month (which is equal to the sum of the average daily maxima and the average daily minima, measured in °C, during that month, over 10 or more years, divided by 2);

θ_{ya} is the yearly average temperature (which is equal to the sum of the monthly average temperatures, measured in °C, divided by 12).

EXAMPLE: Using monthly average values (more accurately using monthly weighted values) for θ_a :

$$\left. \begin{array}{l} \theta_{ma-max} = 30 \text{ °C for 2 months} \\ \theta_{ma} = 20 \text{ °C for 4 months} \\ \theta_{ma} = 10 \text{ °C for 4 months} \\ \theta_{ma} = 0 \text{ °C for 2 months} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Average } \theta_{ya} = 15,0 \text{ °C} \\ \text{Weighted average } \theta_E = 20,4 \text{ °C} \end{array}$$

The ambient temperature used in the calculation examples in Annex E is 20 °C.

8.3.2 Correction of ambient temperature for transformer enclosure

A transformer operating in an enclosure experiences an extra temperature rise which is about half the temperature rise of the air in that enclosure.

For transformers installed in a metal or concrete enclosure, $\Delta\theta_{or}$ in equations (5) and (6) should be replaced by $\Delta\theta'_{or}$ as follows:

$$\Delta\theta'_{or} = \Delta\theta_{or} + \Delta(\Delta\theta_{or}) \quad (11)$$

where $\Delta(\Delta\theta_{or})$ is the extra top-oil temperature rise under rated load.

Il est vivement recommandé que cet échauffement supplémentaire soit déterminé par des essais, mais lorsque de tels résultats d'essai ne sont pas disponibles, les valeurs indiquées dans le tableau 6 pour différents types d'enceintes peuvent être utilisées; Il convient de diviser ces valeurs par deux pour obtenir l'échauffement supplémentaire approximatif de l'huile supérieure.

NOTE Lorsque l'enceinte n'affecte pas les systèmes de refroidissement, il n'existe pas de correction conformément à l'équation (11).

Tableau 6 – Correction concernant l'augmentation de la température ambiante due à l'enceinte

Type d'enveloppe	Nombre de transformateurs installés	Correction à ajouter à la température ambiante pondérée K			
		Taille du transformateur kVA			
		250	500	750	1 000
Enceintes souterraines avec ventilation naturelle	1	11	12	13	14
	2	12	13	14	16
	3	14	17	19	22
Sous-sols et bâtiments avec ventilation naturelle faible	1	7	8	9	10
	2	8	9	10	12
	3	10	13	15	17
Bâtiments avec de bonne ventilation naturelle; enceintes souterraines et sous-sols avec ventilation forcée	1	3	4	5	6
	2	4	5	6	7
	3	6	9	10	13
Cabines préfabriquées (voir Note 2)	1	10	15	20	-
NOTE 1 Les chiffres de correction de température ci-dessus ont été estimés pour des conditions typiques de charge de sous-station en utilisant des valeurs représentatives des pertes de transformateur. Ils sont fondés sur les résultats d'une série d'essais avec refroidissement naturel et forcé dans des enceintes et sous-stations souterraines et sur des mesures aléatoires dans des sous-stations et des cabines préfabriquées.					
NOTE 2 Cette correction n'est pas nécessaire lorsque l'essai d'échauffement a été effectué sur le transformateur installé dans la cabine préfabriquée en tant qu'unité complète.					

8.3.3 Transformateurs à refroidissement par eau

Pour les transformateurs à refroidissement par eau, la température ambiante correspond à la température de l'eau à l'entrée des refroidisseurs, qui présente moins de variation dans le temps que l'air.

9 Influence des changeurs de prises

9.1 Généralités

Toutes les quantités utilisées dans les équations (5) et (6) doivent être appropriées pour la prise à laquelle le transformateur fonctionne.

Par exemple prendre en compte le cas où la tension primaire est constante et il est nécessaire de maintenir une tension secondaire constante pour une charge donnée. Si cela nécessite au transformateur d'être sur une prise de +15 % du côté secondaire, l'échauffement de l'huile, les pertes et les gradients d'enroulement assignés doivent être mesurés ou calculés pour cette prise.

It is strongly recommended that this extra temperature rise be determined by tests, but when such test results are not available, the values given in Table 6 for different types of enclosure may be used. These values should be divided by two to obtain the approximate extra top-oil temperature rise.

NOTE When the enclosure does not affect the coolers, no correction is necessary according to equation (11).

Table 6 – Correction for increase in ambient temperature due to enclosure

Type of enclosure	Number of transformers installed	Correction to be added to weighted ambient temperature K			
		Transformer size kVA			
		250	500	750	1 000
Underground vaults with natural ventilation	1	11	12	13	14
	2	12	13	14	16
	3	14	17	19	22
Basements and buildings with poor natural ventilation	1	7	8	9	10
	2	8	9	10	12
	3	10	13	15	17
Buildings with good natural ventilation and underground vaults and basements with forced ventilation	1	3	4	5	6
	2	4	5	6	7
	3	6	9	10	13
Kiosks (see Note 2)	1	10	15	20	-
NOTE 1 The above temperature correction figures have been estimated for typical substation loading conditions using representative values of transformer losses. They are based on the results of a series of natural and forced cooling tests in underground vaults and substations and on random measurements in substations and kiosks.					
NOTE 2 This correction for kiosk enclosures is not necessary when the temperature rise test has been carried out on the transformer in the enclosure as one complete unit.					

8.3.3 Water-cooled transformers

For water-cooled transformers, the ambient temperature is the temperature of the incoming water, which shows less variation in time than air.

9 Influence of tap changers

9.1 General

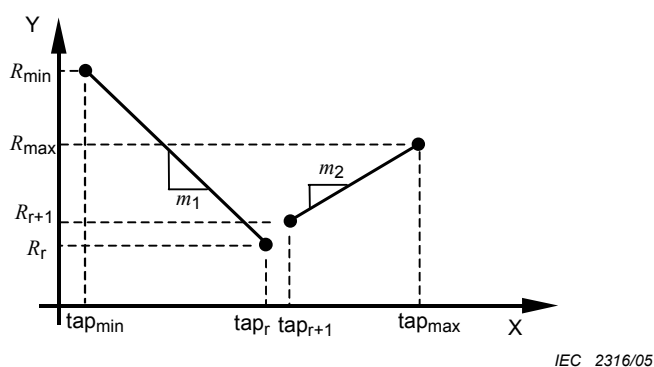
All quantities used in equations (5) and (6) have to be appropriate for the tap at which the transformer is operating.

For example, consider the case where the HV voltage is constant, and it is required to maintain a constant LV voltage for a given load. If this requires the transformer to be on a +15 % tap on the LV side, the rated oil temperature rise, losses and winding gradients have to be measured or calculated for that tap.

Considérer également le cas d'un autotransformateur avec un changeur de prises en entrée d'enroulement – les enroulements série auront le courant maximum à une extrémité de la gamme de prise tandis que l'enroulement commun aura le courant maximum à l'autre extrémité de la gamme de prise.

9.2 Pertes en charge

Les pertes en charge des transformateurs sont fonction de la position de prise. Plusieurs connexions différentes des enroulements de réglage et de l'enroulement principal peuvent être réalisées. Une approche générale pour calculer les rapports des pertes du transformateur en fonction de la position de la prise de réglage est montrée en figure 11. Une fonction linéaire est calculée entre la position de prise assignée et la position minimale et maximale.



$$m_1 = \frac{R_r - R_{\min}}{\text{tap}_r - \text{tap}_{\min}}$$

$$m_2 = \frac{R_{\max} - R_{r+1}}{\text{tap}_{\max} - \text{tap}_{r+1}}$$

Légende

- X Position de prise
- Y Rapport des pertes

Figure 11 – Principe des pertes en fonction de la position de prise

9.3 Rapport des pertes

L'échauffement de l'huile supérieure du transformateur est fonction du rapport des pertes R . Les pertes à vide sont supposées être constantes. En utilisant une approximation linéaire, R peut être déterminé en fonction de la position de prise.

Pour les positions de prise au dessus de la position assignée du changeur de prises (de tap_{r+1} à $\text{tap}_{\max}$):

$$R(\text{tap}) = R_{r+1} + (\text{tap} - \text{tap}_{r+1}) \times m_2 \quad (12)$$

Pour les positions de prise en dessous de la position assignée du changeur de prises (de $\text{tap}_{\min}$ à tap_r):

$$R(\text{tap}) = R_r + (\text{tap} - \text{tap}_r) \times m_1 \quad (13)$$

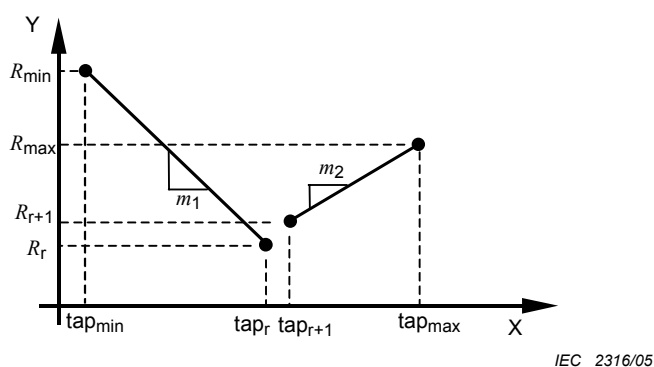
9.4 Facteur de charge

La relation qui lie l'échauffement de l'enroulement à celle de l'huile dépend principalement du facteur de charge. K ne dépend pas de la position de prise.

Consider also the case of an auto transformer with a line-end tap changer – the series winding will have maximum current at one end of the tapping range whilst the common winding will have maximum current at the other end of the tapping range.

9.2 Short-circuit losses

The transformer's short-circuit loss is a function of the tap position. Several different connections of the tapped windings and the main winding can be realized. A universal approach to calculate the transformer's ratio of losses as a function of the tap position is shown in Figure 11. A linear function is calculated between the rated tap position and the minimum and maximum position.



$$m_1 = \frac{R_r - R_{\min}}{\text{tap}_r - \text{tap}_{\min}} \quad m_2 = \frac{R_{\max} - R_{r+1}}{\text{tap}_{\max} - \text{tap}_{r+1}}$$

Key

- X Tap position
Y Ratio of losses

Figure 11 – Principle of losses as a function of the tap position

9.3 Ratio of losses

The transformer's top-oil temperature rise is a function of the loss ratio R . The no-load losses are assumed to be constant. Using a linear approximation, R can be determined as a function of the tap position.

For tap positions beyond the rated tap changer position (from tap_{r+1} to $\text{tap}_{\max}$):

$$R(\text{tap}) = R_{r+1} + (\text{tap} - \text{tap}_{r+1}) \times m_2 \quad (12)$$

For tap positions below the rated tap position (from $\text{tap}_{\min}$ to tap_r):

$$R(\text{tap}) = R_r + (\text{tap} - \text{tap}_r) \times m_1 \quad (13)$$

9.4 Load factor

The winding-to-oil temperature rise mainly depends on the load factor. K is not dependent on the tap position.

Annexe A (informative)

Calcul de la constante de temps de l'huile et de l'enroulement

La constante de temps de l'enroulement est de la forme suivante:

$$\tau_W = \frac{m_W \times c \times g}{60 \times P_W} \quad (\text{A.1})$$

où

- τ_W est la constante de temps d'enroulement en minutes à la charge considérée;
- g est le gradient entre enroulement et huile exprimé en K à la charge considérée;
- m_W est la masse de l'enroulement en kg;
- c est la chaleur spécifique du matériel de conducteur en Ws/(kg·K) (390 pour le Cu et 890 pour Al);
- P_W sont les pertes de l'enroulement en W à la charge considérée.

Une autre forme de l'équation (A.1) est

$$\tau_W = 2,75 \times \frac{g}{(1 + P_e) \times s^2} \text{ for Cu} \quad (\text{A.2})$$

$$\tau_W = 1,15 \times \frac{g}{(1 + P_e) \times s^2} \text{ for Al} \quad (\text{A.3})$$

où

- P_e sont les pertes par courant de Foucault exprimés en p.u. des pertes Joule;
- s est la densité de courant en A/mm² à la charge considérée.

La constante de temps de l'huile est calculée selon les principes de l'actuel guide de charge IEEE [7]. La capacité thermique C pour les modes de refroidissement ONAN et ONAF est selon ce guide:

$$C = 0,132 \times m_A + 0,0882 \times m_T + 0,400 \times m_O \quad (\text{A.4})$$

où

- m_A est la masse de l'ensemble noyau et bobine en kilogrammes;
- m_T est la masse de la cuve et ses équipements en kilogrammes (seules les parties qui sont en contact avec l'huile chaude doivent être utilisées);
- m_O est la masse de l'huile en kilogramme.

Pour ce qui concerne les modes de refroidissement à huile forcé OF ou à huile dirigée OD, la capacité thermique est:

$$C = 0,132 \times (m_A + m_T) + 0,580 \times m_O \quad (\text{A.5})$$

Annex A (informative)

Calculation of winding and oil time constant

The winding time constant is as follows:

$$\tau_W = \frac{m_W \times c \times g}{60 \times P_W} \quad (\text{A.1})$$

where

- τ_W is the winding time constant in minutes at the load considered;
- g is the winding-to-oil gradient in K at the load considered;
- m_W is the mass of the winding in kg;
- c is the specific heat of the conductor material in Ws/(kg·K) (390 for Cu and 890 for Al);
- P_W is the winding loss in W at the load considered.

Another form of equation (A.1) is

$$\tau_W = 2,75 \times \frac{g}{(1 + P_e) \times s^2} \text{ for Cu} \quad (\text{A.2})$$

$$\tau_W = 1,15 \times \frac{g}{(1 + P_e) \times s^2} \text{ for Al} \quad (\text{A.3})$$

where

- P_e is the relative winding eddy loss in p.u.;
- s is the current density in A/mm² at the load considered.

The oil time constant is calculated according to the principles in reference [7]. It means that the thermal capacity C for the ONAN and ONAF cooling modes is:

$$C = 0,132 \times m_A + 0,0882 \times m_T + 0,400 \times m_O \quad (\text{A.4})$$

where

- m_A is the mass of core and coil assembly in kilograms;
- m_T is the mass of the tank and fittings in kilograms (only those portions that are in contact with heated oil shall be used);
- m_O is the mass of oil in kilograms.

For the forced-oil cooling modes, either OF or OD, the thermal capacity is:

$$C = 0,132 \times (m_A + m_T) + 0,580 \times m_O \quad (\text{A.5})$$

La constante de temps de l'huile à la charge considérée est de la forme suivante:

$$\tau_o = \frac{C \times \Delta\theta_{om} \times 60}{P} \quad (\text{A.6})$$

où

τ_o est la constante de temps de l'huile moyenne en min;

$\Delta\theta_{om}$ est l'échauffement de l'huile moyenne au-dessus de la température ambiante exprimée en K à la charge considérée;

P sont les pertes en W à la charge considérée.

The oil time constant at the load considered is given by the following:

$$\tau_o = \frac{C \times \Delta\theta_{om} \times 60}{P} \quad (\text{A.6})$$

where

τ_o is the average oil time constant in minutes;

$\Delta\theta_{om}$ is the average oil temperature rise above ambient temperature in K at the load considered;

P is the supplied losses in W at the load considered.

Annexe B (informative)

Exemple pratique de la méthode d'équations exponentielle

B.1 Introduction

Les courbes de la figure 8 sont issues d'un exemple concret, et des détails de cet exemple seront donnés en cette annexe. Un transformateur à refroidissement ONAF de 250 MVA, a été soumis aux essais comme suit. Au cours de chaque période de temps, le courant de charge a été maintenu constant, par conséquent, les pertes changeaient du fait de la variation de résistance pendant chaque période de charge: Le logigramme correspondant figure dans l'annexe D.

Tableau B.1 – Périodes de charge du transformateur de 250 MVA

Période de temps min	Facteur de charge
0 – 190	1,0
190 – 365	0,6
365 – 500	1,5
500 – 710	0,3
710 – 735	2,1
735 – 750	0,0

Les deux enroulements principaux ont été équipés de huit capteurs à fibres optiques chacun. Le point le plus chaud a été trouvé au cœur de l'enroulement principal (118 kV). Dans cet exemple la variation de la température du point le plus chaud pendant la période de temps 0 min à 750 min sera définie selon la méthode de calcul décrite en 8.2.2. Une comparaison avec la courbe mesurée sera faite.

Les données caractéristiques du transformateur, nécessaires pour le calcul, sont:

$$\theta_a = 25,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta\theta_{or} = 38,3 \text{ K}$$

$$R = 1000 \quad (\text{car l'essai a été réalisé par la "méthode de court-circuit"})$$

$$H = 1,4 \quad (\text{définie par mesure, voir 8.1.3})$$

$$g_r = 14,5 \text{ K}$$

$$\tau_w = 4,6 \text{ à } 8,7 \text{ min} \quad (\text{selon le facteur de charge. La valeur du tableau 5, c.-à-d., celle de 7 min sera utilisée dans le calcul})$$

$$\tau_o = 162 \text{ à } 170 \text{ min} \quad (\text{selon le facteur de charge. La valeur du tableau 5, c.-à-d., celle de 150 min sera utilisée dans le calcul})$$

Le mode de circulation du diélectrique dans l'enroulement pour le refroidissement est dit en Zig Zag avec entretoises de séparation $\geq 3 \text{ mm}$.

Annex B (informative)

Practical example of the exponential equations method

B.1 Introduction

The curves in Figure 8 are taken from an example in real life, and details of the case will be given in this annex. A 250 MVA, ONAF-cooled transformer was tested as follows. During each time period, the load current was kept constant, that is, the losses changed due to resistance change during each load step. The corresponding flowchart is in Annex D.

Table B.1 – Load steps of the 250 MVA transformer

Time period min	Load factor
0 – 190	1,0
190 – 365	0,6
365 – 500	1,5
500 – 710	0,3
710 – 735	2,1
735 – 750	0,0

The two main windings were equipped with eight fibre optic sensors each. The hottest spot was found in the innermost main winding (118 kV). In this example the variation of the hottest spot temperature during time period 0 min to 750 min will be defined according to the calculation method described in 8.2.2. A comparison with the measured curve will be made.

The characteristic data of the transformer, necessary for the calculation, are:

$$\theta_a = 25,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta\theta_{or} = 38,3 \text{ K}$$

$$R = 1\,000 \quad (\text{because the test was made by the "short-circuit method"})$$

$$H = 1,4 \quad (\text{defined by measurement, see 8.1.3})$$

$$g_r = 14,5 \text{ K}$$

$$\tau_w = 4,6 \text{ to } 8,7 \text{ min} \quad (\text{depending on the loading case. The value in Table 5, that is, 7 min will be used in the calculation})$$

$$\tau_o = 162 \text{ to } 170 \text{ min} \quad (\text{depending on the loading case. The value in Table 5, that is, 150 min will be used in the calculation})$$

The winding is zigzag-cooled with a spacer separation $\geq 3 \text{ mm}$.

B.2 Période de temps de 0 min à 190 min

$\Delta\theta_{oi} = 12,7 \text{ K}$ (Cet essai a été commencé à 08:20 du matin. La soirée précédente un essai de surcharge à 1,49 p.u. avait été fini à 22:00)

$K = 1,0$

$\Delta\theta_{hi} = 0,0 \text{ K}$

Les équations (5), (7) et (8) donnent la variation du point chaud en fonction du temps, d'où à partir de l'équation (5):

$$\theta_h(t) = 25,6 + 12,7 + \left\{ 38,3 \times \left[\frac{1 + 1000 \times 1,0^2}{1 + 1000} \right]^{0,8} - 12,7 \right\} \times f_1(t) + 0,0 + \left\{ 1,4 \times 14,5 \times 1,0^{1,3} - 0,0 \right\} \times f_2(t)$$

A partir de l'équation (7):

$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/(0,5 \times 150)} \right)$$

A partir de l'équation (8):

$$f_2(t) = 2,0 \times \left(1 - e^{(-t)/(2,0 \times 7)} \right) - (2,0 - 1,0) \times \left(1 - e^{(-t)/(150/2,0)} \right)$$

B.3 Période de temps de 190 min à 365 min

$\Delta\theta_{oi} = 36,2 \text{ K}$ (calculée en B.2)

$K = 0,6$

$\Delta\theta_{hi} = 22,0 \text{ K}$ (calculée en B.2)

Les équations (6) et (9) donnent la variation du point-chaud en fonction du temps, d'où à partir de l'équation (6):

$$\theta_h(t) = 25,6 + 38,3 \times \left[\frac{1 + 1000 \times 0,6^2}{1 + 1000} \right]^{0,8} + \left\{ 36,2 - 38,3 \times \left[\frac{1 + 1000 \times 0,6^2}{1 + 1000} \right]^{0,8} \right\} \times f_3(t) + 1,4 \times 14,5 \times 0,6^{1,3}$$

A partir de l'équation (9):

$$f_3(t) = e^{(-t)/(0,5 \times 150)}$$

B.4 Période de temps de 365 min à 500 min

$\Delta\theta_{oi} = 18,84 \text{ K}$ (calculée en B.3)

$K = 1,5$

$\Delta\theta_{hi} = 10,45 \text{ K}$ (calculée en B.3)

Le calcul est identique à celui de B.2, lorsque les remplacements suivants sont effectués dans l'équation (5):

12,7 remplacé par 18,84

1,0 remplacé par 1,5

0,0 remplacé par 10,45

B.2 Time period 0 min to 190 min

$\Delta\theta_{oi} = 12,7$ K (This test was started at 08:20 in the morning. The preceding evening an overloading test at 1,49 p.u. had been finished at 22:00)

$$K = 1,0$$

$$\Delta\theta_{hi} = 0,0$$
 K

The equations (5), (7) and (8) yield the hot-spot variation as a function of time, hence from equation (5):

$$\theta_h(t) = 25,6 + 12,7 + \left\{ 38,3 \times \left[\frac{1 + 1\,000 \times 1,0^2}{1 + 1\,000} \right]^{0,8} - 12,7 \right\} \times f_1(t) + 0,0 + \{ 1,4 \times 14,5 \times 1,0^{1,3} - 0,0 \} \times f_2(t)$$

From equation (7):

$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/(0,5 \times 150)} \right)$$

From equation (8):

$$f_2(t) = 2,0 \times \left(1 - e^{(-t)/(2,0 \times 7)} \right) - (2,0 - 1,0) \times \left(1 - e^{(-t)/(150/2,0)} \right)$$

B.3 Time period 190 min to 365 min

$$\Delta\theta_{oi} = 36,2$$
 K (calculated in B.2)

$$K = 0,6$$

$$\Delta\theta_{hi} = 22,0$$
 K (calculated in B.2)

The equations (6) and (9) yield the hot-spot variation as a function of time, hence from equation (6):

$$\theta_h(t) = 25,6 + 38,3 \times \left[\frac{1 + 1\,000 \times 0,6^2}{1 + 1\,000} \right]^{0,8} + \left\{ 36,2 - 38,3 \times \left[\frac{1 + 1\,000 \times 0,6^2}{1 + 1\,000} \right]^{0,8} \right\} \times f_3(t) + 1,4 \times 14,5 \times 0,6^{1,3}$$

From equation (9):

$$f_3(t) = e^{(-t)/(0,5 \times 150)}$$

B.4 Time period 365 min to 500 min

$$\Delta\theta_{oi} = 18,84$$
 K (calculated in B.3)

$$K = 1,5$$

$$\Delta\theta_{hi} = 10,45$$
 K (calculated in B.3)

The calculation is identical to that one in B.2, when the following replacements are made in equation (5):

12,7 replaced by 18,84

1,0 replaced by 1,5

0,0 replaced by 10,45

B.6 Période de temps de 500 min à 710 min

$$\Delta\theta_{oi} = 64,1 \text{ K} \quad (\text{calculée en B.4})$$

$$K = 0,3$$

$$\Delta\theta_{hi} = 37,82 \text{ K} \quad (\text{calculée en B.4})$$

Le calcul est identique à celui de B.3, lorsque les remplacements suivants sont effectués dans l'équation (6):

36,2 remplacé par 64,1

0,6 remplacé par 0,3

22,0 remplacé par 37,82

B.7 Période de temps de 710 min à 735 min

$$\Delta\theta_{oi} = 9,65 \text{ K} \quad (\text{calculée en B.5})$$

$$K = 2,1$$

$$\Delta\theta_{hi} = 4,24 \text{ K} \quad (\text{calculée en B.5})$$

Le calcul est identique à celui de B.4, lorsque les remplacements suivants sont effectués dans l'équation (5):

18,84 remplacé par 9,65

1,5 remplacé par 2,1

10,45 remplacé par 4,24

B.8 Période de temps de 735 min à 750 min

$$\Delta\theta_{oi} = 41,36 \text{ K} \quad (\text{calculée en B.6})$$

$$K = 0,0$$

$$\Delta\theta_{hi} = 71,2 \text{ K} \quad (\text{calculée en B.6})$$

Le calcul est effectué de la même façon que dans B.3 et B.5.

B.9 Comparaison avec les valeurs mesurées

Les courbes calculées et mesurées de la température du point chaud sont montrées en figure B.1. Les courbes correspondantes de la température de l'huile supérieure sont montrées en figure B.2. Les valeurs numériques à la fin de chaque période de charge sont montrées dans le tableau B.2.

B.6 Time period 500 min to 710 min

$$\Delta\theta_{oi} = 64,1 \text{ K} \quad (\text{calculated in B.4})$$

$$K = 0,3$$

$$\Delta\theta_{hi} = 37,82 \text{ K} \quad (\text{calculated in B.4})$$

The calculation is identical to the one in B.3, when the following replacements are made in equation (6):

36,2 replaced by 64,1

0,6 replaced by 0,3

22,0 replaced by 37,82

B.7 Time period 710 min to 735 min

$$\Delta\theta_{oi} = 9,65 \text{ K} \quad (\text{calculated in B.5})$$

$$K = 2,1$$

$$\Delta\theta_{hi} = 4,24 \text{ K} \quad (\text{calculated in B.5})$$

The calculation is identical to the one in B.4, when the following replacements are made in equation (5):

18,84 replaced by 9,65

1,5 replaced by 2,1

10,45 replaced by 4,24

B.8 Time period 735 min to 750 min

$$\Delta\theta_{oi} = 41,36 \text{ K} \quad (\text{calculated in B.6})$$

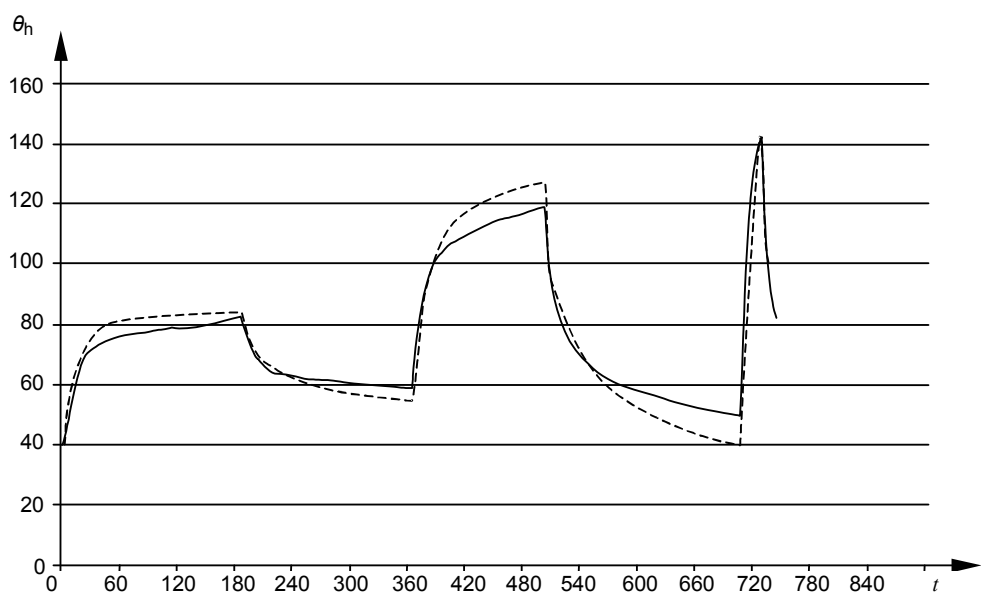
$$K = 0,0$$

$$\Delta\theta_{hi} = 71,2 \text{ K} \quad (\text{calculated in B.6})$$

The calculation is made in the same way as in B.3 and B.5.

B.9 Comparison with measured values

The calculated and measured hot-spot temperature curves are shown in Figure B.1. The corresponding curves for the top-oil temperature are shown in Figure B.2. The numerical values at the end of each load step are shown in Table B.2.



IEC 2317/05

Légende

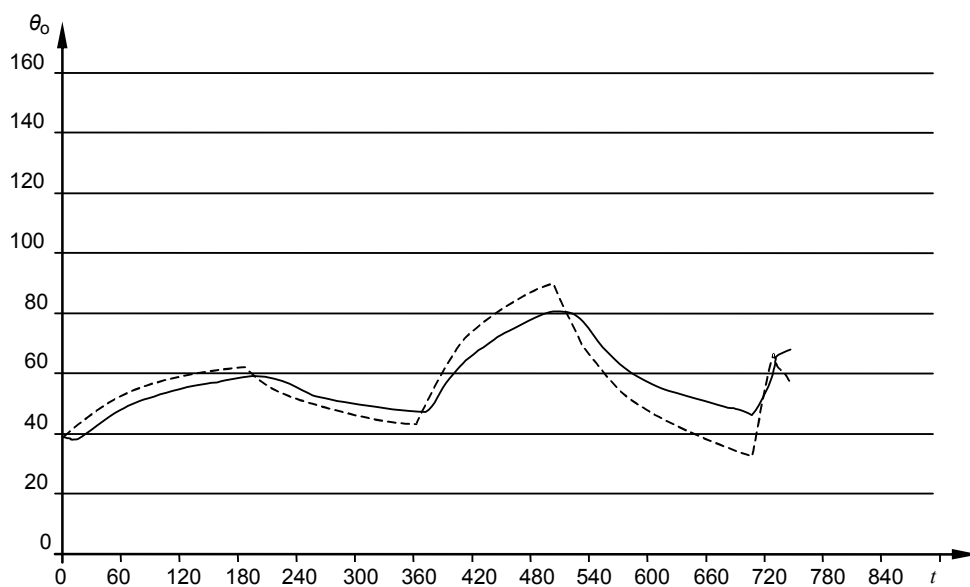
L'axe x correspond à l'axe
du temps en minutes

L'axe y correspond à l'axe
de température θ_h en °C

— Valeurs mesurées

---- Valeurs calculées

Figure B.1 – Courbes comparatives des réponses en température du point chaud aux variations en échelons du courant de charge



IEC 2318/05

Légende

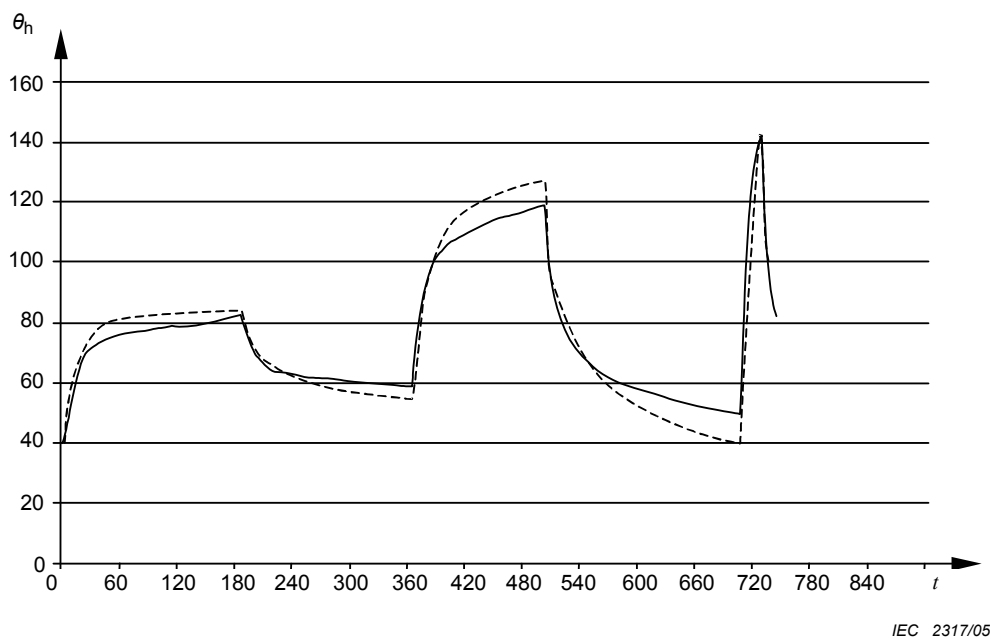
L'axe x correspond à l'axe
du temps en min

L'axe y correspond à l'axe
de température θ_o en °C

— Valeurs mesurées

---- Valeurs calculées

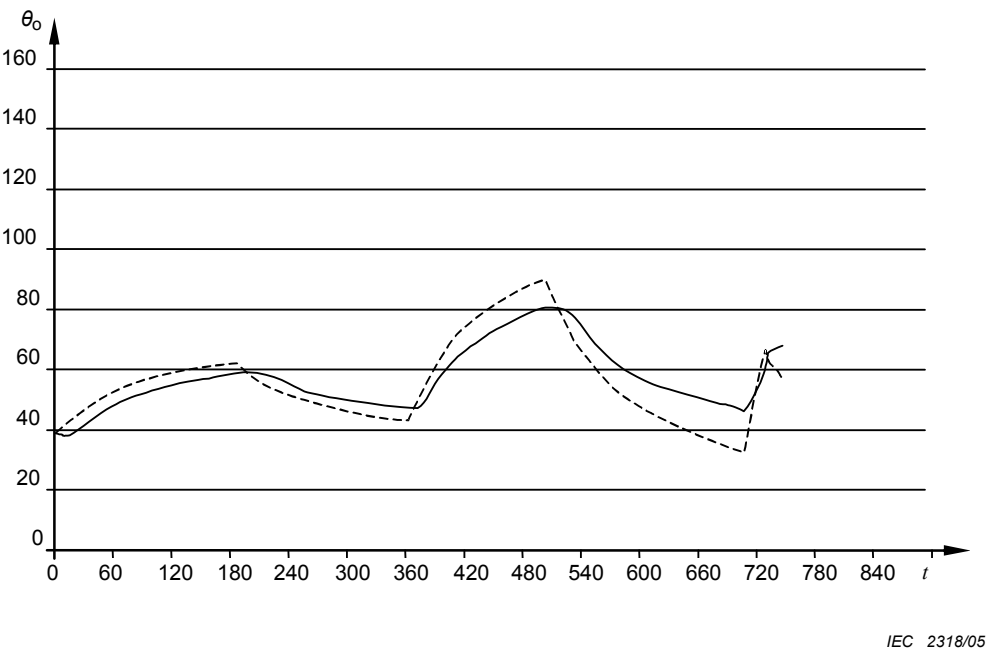
Figure B.2 – Courbes comparatives des réponses en température de l'huile supérieure aux variations en échelons du courant de charge



Key

x-axis time t in minutes y-axis temperature θ_h in $^{\circ}\text{C}$ — Measured values ---- Calculated values

Figure B.1 – Hot-spot temperature response to step changes in the load current



Key

x-axis time t in min y-axis temperature θ_o in $^{\circ}\text{C}$ — Measured values ---- Calculated values

Figure B.2 – Top-oil temperature response to step changes in the load current

Tableau B.2 – Températures à la fin de chaque étape de charge

Temps (min) / Facteur de charge	Température de l'huile au sommet °C		Température du point-chaud °C	
	Calculée	Mesurée	Calculée	Mesurée
190 / 1,0	61,8	58,8	83,8	82,2
365 / 0,6	44,4	47,8	54,9	58,6
500 / 1,5	89,7	80,8	127,5	119,2
710 / 0,3	35,3	46,8	39,5	49,8
735 / 2,1	67,0	65,8	138,2	140,7
750 / 0,0	59,5	68,2	59,5	82,4

La méthode de calcul dans la présente partie de la CEI 60076 est destinée à produire des valeurs appropriées, plus spécialement pendant les périodes d'augmentation de charge (remarquable par les données en caractères gras dans tableau B.2).

Document communiqué par l'IEC

Table B.2 – Temperatures at the end of each load step

Time (min) / Load factor	Top-oil temperature °C		Hot-spot temperature °C	
	Calculated	Measured	Calculated	Measured
190 / 1,0	61,8	58,8	83,8	82,2
365 / 0,6	44,4	47,8	54,9	58,6
500 / 1,5	89,7	80,8	127,5	119,2
710 / 0,3	35,3	46,8	39,5	49,8
735 / 2,1	67,0	65,8	138,2	140,7
750 / 0,0	59,5	68,2	59,5	82,4

The calculation method in this part of IEC 60076 is intended to yield relevant values, especially at load increase (noted by bold entries in Table B.2).

60076-7 © IEC:2005
 Provided by IHS under license with IEC
 No reproduction or networking permitted without license from IHS

Annexe C (informative)

Illustration de la méthode de solution des équations différentielles

C.1 Introduction

Cette annexe fournit davantage d'informations détaillées sur la méthode d'équations différentielles décrite en 8.2.3 et sur la façon dont elles sont résolues par conversion en équations de différence. Un exemple est fourni.

C.2 Généralités

La formule des équations d'échauffement comme les exponentielles est adaptée plus particulièrement pour la détermination des paramètres de transfert thermique par essai et pour les scénarios simplifiés. Dans le domaine, la détermination de la température du point-chaud risque d'être plus demandée pour le facteur de charge K arbitrairement variable dans le temps, et pour la température ambiante variable dans le temps θ_a .

Pour cette application, la meilleure approche est l'utilisation des équations différentielles de transfert thermique. De telles équations sont facilement résolues si elles sont converties en équations de différence comme illustré plus loin en cette annexe.

C.3 Equations différentielles

Lorsque les principes de transfert thermique sont appliqués au cas du transformateur de puissance, les équations différentielles sont seulement linéaires pour le refroidissement OD à flux dirigé. Pour les autres formes de refroidissement, OF et ON, la vitesse de circulation du fluide de refroidissement dépend de la température du liquide réfrigérant lui-même. En d'autres termes, s'il n'y pas de ventilateurs, le débit d'air dans le radiateur dépend de sa température, alors que cela ne sera pas le cas s'il y a des ventilateurs. De façon similaire, s'il n'y a pas de pompes d'huile ou le flux d'huile n'est pas 'dirigé', le débit d'huile dépend de sa propre température, alors que cela ne sera pas le cas s'il y a des pompes et un débit dirigé.

La conséquence de ceci est celle pour le refroidissement de type ON et OF, les équations différentielles sont non linéaires, impliquant que la réponse soit de l'échauffement de l'huile à la partie supérieure soit l'échauffement du point-chaud, à une variation de paliers du courant de charge, ne soit pas une véritable fonction exponentielle [13].

Cependant, pour éviter une complexité inacceptable dans la présente partie de la CEI 60076, une approximation est faite, à savoir que la relation non linéaire affecte uniquement la valeur finale de toute variation de température qui se produit, et que la fonction de temps est toujours exponentielle, qu'il s'agisse de refroidissement ON ou OF, ou de refroidissement OD. Il peut être montré que l'erreur n'est pas importante.

Le résultat est que l'équation différentielle pour la température de l'huile à la partie supérieure (entrées K , θ_a , sortie θ_o) est

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times (\Delta\theta_{or}) = k_{11} \tau_o \times \frac{d\theta_o}{dt} + [\theta_o - \theta_a] \quad (C.1)$$

Annex C (informative)

Illustration of the differential equations solution method

C.1 Introduction

This annex provides more detailed information on the differential equations method described in 8.2.3 and how they are solved by conversion to difference equations. An example is provided.

C.2 General

The formulation of the heating equations as exponentials is particularly suited to determination of the heat-transfer parameters by test and for simplified scenarios. In the field, the determination of hot-spot temperature is more likely to be required for arbitrarily time-varying load factor K and time-varying ambient temperature θ_a .

For this application, the best approach is the use of the heat-transfer differential equations. Such equations are easily solved if converted to difference equations as shown later in this annex.

C.3 Differential equations

When heat-transfer principles are applied to the power transformer situation, the differential equations are only linear for directed-flow OD cooling. For the other forms of cooling, OF and ON, the cooling medium circulation rate depends on the coolant temperature itself. In other words, if there are no fans, the airflow rate in the radiator depends on its temperature, whereas if there are fans, it does not. Similarly, if there are no oil pumps or the oil flow is not 'directed', the oil flow rate depends on its own temperature, whereas if there are pumps and directed flow, it does not.

The consequence of this is that for ON and OF cooling, the differential equations are non-linear, implying that the response of either the top-oil temperature rise or the hot-spot temperature rise, to a step change in load current, is not a true exponential function [13].

However, to avoid undue complexity in this part of IEC 60076, an approximation is made, namely that the non-linear relationship affects only the final value of any temperature change that occurs, and that the time function is still exponential, whether ON, OF or OD cooling. It can be shown that the error is not great.

The result is that the differential equation for top-oil temperature (inputs K , θ_a , output θ_o) is

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times (\Delta\theta_{or}) = k_{11}\tau_o \times \frac{d\theta_o}{dt} + [\theta_o - \theta_a] \quad (C.1)$$

Tous les symboles pour les variables et les paramètres sont définis auparavant dans ce document.

L'équation différentielle pour l'échauffement du point-chaud (entrée K , sortie $\Delta\theta_h$) est plus facilement résolue comme la somme de deux équations différentielles, où

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (C.2)$$

Les deux équations sont

$$k_{21} \times K^y \times (\Delta\theta_{hr}) = k_{22} \times \tau_w \times \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \quad (C.3)$$

et

$$(k_{21} - 1) \times K^y \times (\Delta\theta_{hr}) = (\tau_o / k_{22}) \times \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \quad (C.4)$$

les solutions de ces équations sont combinées selon l'équation (C.2).

L'équation finale pour la température du point-chaud est

$$\theta_h = \theta_o + \Delta\theta_h \quad (C.5)$$

Concernant les équations (C.2) à (C.4), la complexité consiste dans le fait que le fluide de refroidissement d'huile possède l'inertie mécanique en plus de l'inertie thermique. L'effet est le plus grand pour le refroidissement naturel (ON), légèrement moins pour le refroidissement d'huile pompée à flux non dirigé (DE), et négligeable pour le refroidissement d'huile pompée à flux dirigé (OD), en ce qui concerne les transformateurs de puissance. L'effet est également négligeable pour des transformateurs de distribution (voir 8.2.2).

La représentation du schéma fonctionnel de ces équations est montrée en 8.2.3.

C.4 Conversion en équations de différence

Les équations différentielles antérieures ne peuvent pas être résolues pour les fonctions de sortie en termes de fonctions mathématiques simples telles que des exponentielles, à moins que les fonctions d'entrée ne soient également simples: par exemple, les fonctions d'échelon pures. Pour un transformateur installé, le courant de charge et la température ambiante ne sont pas des fonctions du temps bien définies. Si des approximations sont faites, par exemple en approchant le courant de charge comme une série de variations en échelons et en maintenant la température ambiante constante, il s'ensuit que les résultats également ne sont qu'approximatifs.

Si les équations différentielles sont converties en équations de différence, alors la solution est relativement simple, même sur une simple feuille de calcul.

Les équations différentielles de l'article C.3 peuvent être écrites comme les équations de différence suivantes, où D représente une différence sur une petite étape de temps.

All symbols for variables and parameters are defined earlier in this document.

The differential equation for hot-spot temperature rise (input K , output $\Delta\theta_h$) is most easily solved as the sum of two differential equations, where

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (\text{C.2})$$

The two equations are

$$k_{21} \times K^y \times (\Delta\theta_{hr}) = k_{22} \times \tau_w \times \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \quad (\text{C.3})$$

and

$$(k_{21} - 1) \times K^y \times (\Delta\theta_{hr}) = (\tau_o / k_{22}) \times \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \quad (\text{C.4})$$

the solutions of which are combined in accordance with equation (C.2).

The final equation for the hot-spot temperature is

$$\theta_h = \theta_o + \Delta\theta_h \quad (\text{C.5})$$

Regarding equations (C.2) to (C.4), the complexity is in order to account for the fact that the oil-cooling medium has mechanical inertia in addition to thermal inertia. The effect is greatest for natural cooling (ON), somewhat less for non-directed-flow pumped-oil cooling (OF), and negligible for directed-flow pumped-oil cooling (OD), as regards power transformers. It is also negligible for distribution transformers (see 8.2.2).

The block diagram representation of these equations is shown in 8.2.3.

C.4 Conversion to difference equations

The foregoing differential equations cannot be solved for the output functions in terms of simple mathematical functions such as exponentials, unless the input functions are also simple: for example, pure step functions. For an installed transformer, load current and ambient temperature are not well-defined functions of time. If approximations are made, for example, approximating the load current as a series of step changes and holding the ambient temperature constant, then it follows that the results are also only approximate.

If the differential equations are converted to difference equations, then the solution is quite straightforward, even on a simple spreadsheet.

The differential equations of Clause C.3 can be written as the following difference equations, where D stands for a difference over a small time step.

L'équation (C.1) devient:

$$D\theta_o = \frac{Dt}{k_{11}\tau_o} \left[\left[\frac{1+K^2R}{1+R} \right]^x \times (\Delta\theta_{or}) - [\theta_o - \theta_a] \right] \quad (C.6)$$

L'opérateur "D" implique une différence dans la variable associée qui correspond à chaque étape de temps Dt . À chaque étape de temps, la $n^{\text{ième}}$ valeur de $D\theta_o$ est calculée à partir de la $(n-1)^{\text{ième}}$ valeur en utilisant

$$\theta_o(n) = \theta_o(n-1) + D\theta_o(n) \quad (C.7)$$

Les équations (C.3) et (C.4) deviennent

$$D\Delta\theta_{h1} = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} \times [k_{21} \times \Delta\theta_{hr} K^y - \Delta\theta_{h1}] \quad (C.8)$$

et

$$D\Delta\theta_{h2} = \frac{Dt}{(1/k_{22})\tau_o} \times [(k_{21}-1) \times \Delta\theta_{hr} K^y - \Delta\theta_{h2}] \quad (C.9)$$

Les $n^{\text{ième}}$ valeurs de chacun des $\Delta\theta_{h1}$ et $\Delta\theta_{h2}$ sont calculées d'une manière semblable à l'équation (C.7).

L'échauffement total du point chaud à la $n^{\text{ième}}$ étape de temps est donné par:

$$\Delta\theta_h(n) = \Delta\theta_{h1}(n) - \Delta\theta_{h2}(n) \quad (C.10)$$

Finalement, l'échauffement du point chaud à la $n^{\text{ième}}$ étape de temps est donné par:

$$\theta_h(n) = \theta_o(n) + \Delta\theta_h(n) \quad (C.11)$$

Pour une solution précise, il convient d'avoir une étape de temps Dt aussi petite que possible, assurément pas plus grande que la moitié de la plus petite constante de temps dans le modèle thermique. Par exemple, si la constante de temps pour l'enroulement considéré est de 4 minutes, l'étape de temps ne doit pas être supérieure à 2 minutes.

NOTE Il convient que τ_w et τ_o ne soient pas réglés à zéro.

En outre, il y a théoriquement des méthodes de solution d'analyse numérique plus précises que la simple solution utilisée dans les équations (C.6) à (C.9), par exemple des méthodes trapézoïdales ou de Runge-Kutta. Cependant, l'augmentation de la complexité n'est pas justifiée ici en considérant l'imprécision des données d'entrée.

Les équations différentielles de pertes de vie d'isolation cellulosique du paragraphe 6.3 peuvent également être converties en équations de différence. L'équation différentielle fondamentale est

$$\frac{dL}{dt} = V \quad (C.12)$$

Equation (C.1) becomes:

$$D\theta_o = \frac{Dt}{k_{11}\tau_o} \left[\left[\frac{1+K^2R}{1+R} \right]^x \times (\Delta\theta_{or}) - [\theta_o - \theta_a] \right] \quad (C.6)$$

The "D" operator implies a difference in the associated variable that corresponds to each time step Dt . At each time step, the n th value of $D\theta_o$ is calculated from the $(n - 1)$ th value using

$$\theta_{o(n)} = \theta_{o(n-1)} + D\theta_{o(n)} \quad (C.7)$$

Equations (C.3) and (C.4) become

$$D\Delta\theta_{h1} = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} \times \left[k_{21} \times \Delta\theta_{hr} K^y - \Delta\theta_{h1} \right] \quad (C.8)$$

and

$$D\Delta\theta_{h2} = \frac{Dt}{(1/k_{22})\tau_o} \times \left[(k_{21} - 1) \times \Delta\theta_{hr} K^y - \Delta\theta_{h2} \right] \quad (C.9)$$

The n th values of each of $\Delta\theta_{h1}$ and $\Delta\theta_{h2}$ are calculated in a way similar to equation (C.7).

The total hot-spot temperature rise at the n^{th} time step is given by:

$$\Delta\theta_{h(n)} = \Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)} \quad (C.10)$$

Finally, the hot-spot temperature at the n^{th} time step is given by:

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + \Delta\theta_{h(n)} \quad (C.11)$$

For an accurate solution, the time step Dt should be as small as is practicable, certainly no greater than one-half of the smallest time constant in the thermal model. For example, if the time constant for the winding considered is 4 min, the time step should be no larger than 2 min.

NOTE τ_w and τ_o should not be set to zero.

Also, there are theoretically more accurate numerical analysis solution methods than the simple one used in equations (C.6) to (C.9), for example trapezoidal or Runge-Kutta methods. However, the increased complexity is not warranted here considering the imprecision of the input data.

The loss of life of cellulose insulation differential equations of subclause 6.3 can also be converted to difference equations. The fundamental differential equation is

$$\frac{dL}{dt} = V \quad (C.12)$$

impliquant

$$DL_{(n)} = V_{(n)} \times Dt \quad (\text{C.13})$$

et

$$L_{(n)} = L_{(n-1)} + DL_{(n)} \quad (\text{C.14})$$

C.5 Exemple

On suppose que l'objectif d'un dispositif de surveillance en ligne est de produire l'information de la température de point-chaud et de perte de vie. Les étapes dans la solution sont les suivantes:

- 1) Etablir les paramètres du transformateur
- 2) Etablir les données d'entrée
- 3) Calculer les conditions initiales
- 4) Résoudre les équations différentielles.
- 5) Indiquer les données de sortie
- 6) Tracer les données de sortie.

Les sujets sont les suivants:

1 – Etablir les paramètres du transformateur

Les paramètres utilisés sont choisis tels que la température assignée du point-chaud soit de 110°C à une température ambiante de 30°C. Les autres paramètres sont spécifiques.

$$\begin{array}{lllll} \Delta\theta_{or} = 45 \text{ K} & \tau_o = 150 \text{ min} & R = 8 & y = 1,3 & k_{21} = 2 \\ \Delta\theta_{hr} = 35 \text{ K} & \tau_w = 7 \text{ min} & x = 0,8 & k_{11} = 0,5 & k_{22} = 2 \end{array}$$

2 – Etablir les données d'entrée

Les données d'entrée pour cet exemple sont énumérées dans le tableau C.1 et tracées dans la figure C.1.

implying

$$DL_{(n)} = V_{(n)} \times Dt \quad (C.13)$$

and

$$L_{(n)} = L_{(n-1)} + DL_{(n)} \quad (C.14)$$

C.5 Example

Suppose the objective is that an on-line monitoring device is to generate hot-spot temperature and loss-of-life information. The steps in the solution are as follows.

- 1) Establish the transformer parameters.
- 2) Establish the input data.
- 3) Calculate the initial conditions.
- 4) Solve the differential equations.
- 5) Tabulate the output data.
- 6) Plot the output data.

The details are as follows.

1 – Establish the transformer parameters

The parameters used are chosen in such a way that the rated hot-spot temperature is 110 °C at an ambient temperature of 30 °C. Other parameters are typical.

$$\begin{array}{lllll} \Delta\theta_{or} = 45 \text{ K} & \tau_o = 150 \text{ min} & R = 8 & y = 1,3 & k_{21} = 2 \\ \Delta\theta_{hr} = 35 \text{ K} & \tau_w = 7 \text{ min} & x = 0,8 & k_{11} = 0,5 & k_{22} = 2 \end{array}$$

2 – Establish the input data

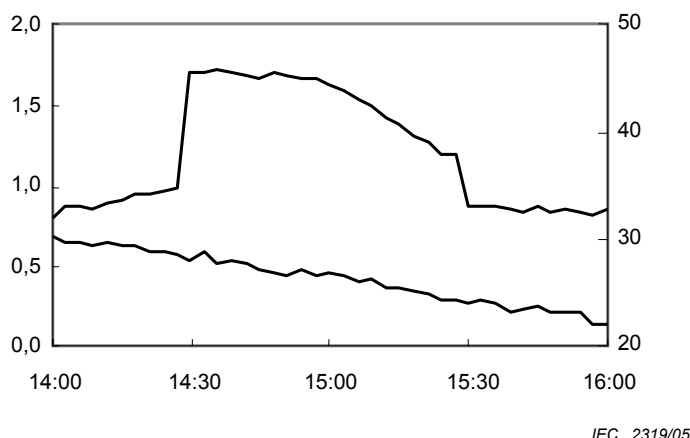
The input data for this example are listed in Table C.1 and plotted in Figure C.1.

Tableau C.1 – Exemple de données d'entrée

Etape	Temps t min	Heure du jour hrs: min	Température ambiante θ_a °C	Facteur de charge K
0	0	14:00	30,3	0,81
1	3	14:03	29,9	0,87
2	6	14:06	29,8	0,88
3	9	14:09	29,5	0,86
4	12	14:12	29,6	0,90
5	15	14:15	29,5	0,92
6	18	14:18	29,5	0,95
7	21	14:21	28,9	0,96
8	24	14:24	29,0	0,97
9	27	14:27	28,6	1,00
10	30	14:30	28,0	1,70
11	33	14:33	28,7	1,70
12	36	14:36	27,8	1,73
13	39	14:39	28,1	1,72
14	42	14:42	27,9	1,69
15	45	14:45	27,1	1,68
16	48	14:48	26,9	1,71
17	51	14:51	26,7	1,69
18	54	14:54	27,2	1,67
19	57	14:57	26,7	1,68
20	60	15:00	26,9	1,63
21	63	15:03	26,5	1,59
22	66	15:06	26,2	1,53
23	69	15:09	26,3	1,49
24	72	15:12	25,4	1,41
25	75	15:15	25,6	1,38
26	78	15:18	25,3	1,32
27	81	15:21	24,8	1,28
28	84	15:24	24,5	1,21
29	87	15:27	24,3	1,19
30	90	15:30	24,1	0,87
31	93	15:33	24,3	0,88
32	96	15:36	24,1	0,87
33	99	15:39	23,4	0,86
34	102	15:42	23,6	0,85
35	105	15:45	23,8	0,87
36	108	15:48	23,1	0,83
37	111	15:51	23,3	0,86
38	114	15:54	23,1	0,85
39	117	15:57	22,3	0,82
40	120	16:00	22,2	0,86

Table C.1 – Input data for example

Step	Time t min	Time of day h:min	Ambient temperature θ_a °C	Load factor K
0	0	14:00	30,3	0,81
1	3	14:03	29,9	0,87
2	6	14:06	29,8	0,88
3	9	14:09	29,5	0,86
4	12	14:12	29,6	0,90
5	15	14:15	29,5	0,92
6	18	14:18	29,5	0,95
7	21	14:21	28,9	0,96
8	24	14:24	29,0	0,97
9	27	14:27	28,6	1,00
10	30	14:30	28,0	1,70
11	33	14:33	28,7	1,70
12	36	14:36	27,8	1,73
13	39	14:39	28,1	1,72
14	42	14:42	27,9	1,69
15	45	14:45	27,1	1,68
16	48	14:48	26,9	1,71
17	51	14:51	26,7	1,69
18	54	14:54	27,2	1,67
19	57	14:57	26,7	1,68
20	60	15:00	26,9	1,63
21	63	15:03	26,5	1,59
22	66	15:06	26,2	1,53
23	69	15:09	26,3	1,49
24	72	15:12	25,4	1,41
25	75	15:15	25,6	1,38
26	78	15:18	25,3	1,32
27	81	15:21	24,8	1,28
28	84	15:24	24,5	1,21
29	87	15:27	24,3	1,19
30	90	15:30	24,1	0,87
31	93	15:33	24,3	0,88
32	96	15:36	24,1	0,87
33	99	15:39	23,4	0,86
34	102	15:42	23,6	0,85
35	105	15:45	23,8	0,87
36	108	15:48	23,1	0,83
37	111	15:51	23,3	0,86
38	114	15:54	23,1	0,85
39	117	15:57	22,3	0,82
40	120	16:00	22,2	0,86



Légende

Facteur de charge (courbe supérieure, axe gauche)

Température ambiante en °C (courbe inférieure, axe droit)

Figure C.1 – Exemple de données d'entrée tracées

Les températures ambiantes et les facteurs de charge sont disponibles à des intervalles de 3 minutes. Il s'agit d'un pas de temps maximal puisqu'il convient qu'il soit inférieur à la moitié de la plus petite constante de temps, τ_w dans les équations, pour une solution précise. Puisque $\tau_w = 7$ minutes dans ce cas-ci, l'étape de temps $\Delta t = 3$ min.

3 – Calculer les conditions initiales

Bien que le système ne puisse être strictement en régime permanent au début d'une période de calcul, c'est généralement le meilleur qu'on peut supposer, et il a peu d'effet sur le résultat.

Les conditions initiales sont alors calculées en mettant à zéro les dérivées temporelles dans chacune des équations (C.1), (C.3) et (C.4), ayant pour résultat les valeurs suivantes.

A partir de l'équation (C.1), la valeur initiale de θ_o est $\theta_{o(0)} = \left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times \Delta\theta_{or} + \theta_a = 63,9$ °C.

A partir de l'équation (C.3), la valeur initiale de $\Delta\theta_{h1}$ est $\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = 53,2$ K.

A partir de l'équation (C.4), la valeur initiale de $\Delta\theta_{h2}$ est $\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21} - 1) \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = 26,6$ K.

En outre, il convient de choisir l'état initial pour la perte de vie, L . On suppose ici que l'objectif du calcul est de découvrir la perte de vie pour cette de surcharge particulière. Par conséquent, la valeur initiale de L est $L_{(0)} = 0$.

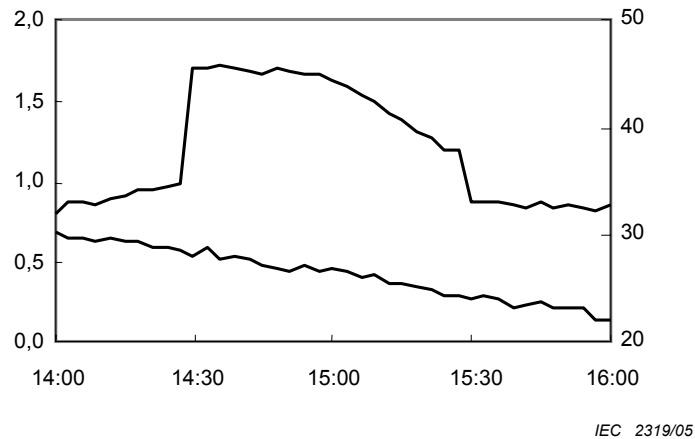
4 – Résoudre les équations de différence

Pour $n = 0$, $t = 0$, $\theta_{o(0)} = 63,9$ (les unités sont omises; traditionnellement, les températures en °C et les différences de température en K)

$$\Delta\theta_{h1(0)} = 53,2$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = 26,6$$

$$L_{(0)} = 0$$

**Key**

Load factor (upper curve, left axis)

Ambient temperature in °C (lower curve, right axis)

Figure C.1 – Plotted input data for the example

Ambient temperatures and load factors are available at 3 min intervals. This is a maximum time step since it should be less than half the smallest time constant, τ_w , in the equations, for an accurate solution. Because $\tau_w = 7$ min in this case, the time step $Dt = 3$ min.

3 – Calculate the initial conditions

Although the system may not strictly be in the steady state at the start of a calculation period, this is usually the best one can assume, and it has little effect on the result.

The initial conditions, then, are calculated by setting the time derivatives equal to zero in each of equations (C.1), (C.3) and (C.4), resulting in the following values.

From equation (C.1), the initial value of θ_o is $\theta_{o(0)} = \left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times \Delta\theta_{or} + \theta_a = 63,9$ °C.

From equation (C.3), the initial value of $\Delta\theta_{h1}$ is $\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = 53,2$ K.

From equation (C.4), the initial value of $\Delta\theta_{h2}$ is $\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21} - 1) \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = 26,6$ K.

Also, the initial condition for the loss of life, L , should be chosen. Assume here that the purpose of the calculation is to find out the loss of life for this particular overload occurrence. Therefore, the initial value of L is $L_{(0)} = 0$.

4 – Solve the difference equations

At $n = 0$, $t = 0$, $\theta_{o(0)} = 63,9$ (units are omitted; traditionally °C for temperatures and K for temperature differences)

$$\Delta\theta_{h1(0)} = 53,2$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = 26,6$$

$$L_{(0)} = 0$$

Pour $n = 1$, $t = 3$ min, à partir des équations (C.6) et (C.7), la température de l'huile supérieure à la partie supérieure change comme suit:

$$D\theta_{o(1)} = \frac{3}{0,5 \times 150} \left[\left[\frac{1 + 0,87^2 \times 8}{1 + 8} \right]^{0,8} \times 45 - [63,9 - 29,9] \right] = 0,121 \text{ et}$$

$$\theta_{o(1)} = \theta_{o(0)} + D\theta_{o(1)} = 63,9 + 0,121 = 64,0$$

De la même manière, à partir de l'équation (C.8), le premier terme de l'échauffement du point-chaud change comme suit:

$$D\Delta\theta_{h1(1)} = \frac{3}{2,0 \times 7} (2,0 \times 35 \times 0,87^{1,3} - 53,2) = 1,12 \text{ et}$$

$$\Delta\theta_{h1(1)} = \Delta\theta_{h1(0)} + D\Delta\theta_{h1(1)} = 53,2 + 1,12 = 54,3$$

De la même manière, à partir de l'équation (C.9), le second terme de l'échauffement du point-chaud change comme suit:

$$D\Delta\theta_{h2(1)} = \frac{3}{(1/2,0) \times 150} ((2,0 - 1) \times 35 \times 0,87^{1,3} - 26,6) = 0,104 \text{ et}$$

$$\Delta\theta_{h2(1)} = \Delta\theta_{h2(0)} + D\Delta\theta_{h2(1)} = 26,6 + 0,104 = 26,7$$

Ensuite l'échauffement du point-chaud total, à partir de l'équation (C.10) est

$$\Delta\theta_{h(1)} = \Delta\theta_{h1(1)} - \Delta\theta_{h2(1)} = 54,3 - 26,7 = 27,6$$

et, finalement, la température du point-chaud est, à partir de l'équation (C.11)

$$\theta_{h(1)} = \theta_{o(1)} + \Delta\theta_{h(1)} = 64,0 + 27,6 = 91,6$$

La perte de la vie L sur cette étape de temps est donnée par l'équation (C.13):

$$DL_{(1)} = V_{(1)} \times Dt = \left[e^{\frac{15\,000}{110+273} - \frac{15\,000}{\theta_{h(1)}+273}} \right] \times 3 = 0,42 \text{ min}$$

(La perte de la vie dans les conditions assignées aurait été de 3 min.)

La perte de la vie totale sur ce point est:

$$L_{(1)} = L_{(0)} + DL_{(1)} = 0 + 0,42 \text{ min, or } 0,000\,29 \text{ jours}$$

Pour $n = 2$, $t = 6$ min, l'ensemble du calcul est répété, avec tous les indices incrémentés de 1, c.-à-d., chaque variable $X_{(1)}$ devient $X_{(2)}$. Pour $n = 3$, $t = 9$ min, chaque variable $X_{(2)}$ devient $X_{(3)}$ et ainsi de suite. Cela continue jusqu'à $n = 40$, $t = 120$ min.

At $n = 1$, $t = 3$ min, from equations (C.6) and (C.7), the top-oil temperature changes as follows:

$$D\theta_{o(1)} = \frac{3}{0,5 \times 150} \left[\left[\frac{1 + 0,87^2 \times 8}{1 + 8} \right]^{0,8} \times 45 - [63,9 - 29,9] \right] = 0,121 \text{ and}$$

$$\theta_{o(1)} = \theta_{o(0)} + D\theta_{o(1)} = 63,9 + 0,121 = 64,0$$

Similarly, from equation (C.8), the hot-spot temperature rise first term changes as follows:

$$D\Delta\theta_{h1(1)} = \frac{3}{2,0 \times 7} (2,0 \times 35 \times 0,87^{1,3} - 53,2) = 1,12 \text{ and}$$

$$\Delta\theta_{h1(1)} = \Delta\theta_{h1(0)} + D\Delta\theta_{h1(1)} = 53,2 + 1,12 = 54,3$$

Similarly, from equation (C.9), the hot-spot temperature rise second term changes as follows:

$$D\Delta\theta_{h2(1)} = \frac{3}{(1/2,0) \times 150} ((2,0 - 1) \times 35 \times 0,87^{1,3} - 26,6) = 0,104 \text{ and}$$

$$\Delta\theta_{h2(1)} = \Delta\theta_{h2(0)} + D\Delta\theta_{h2(1)} = 26,6 + 0,104 = 26,7$$

Then the total hot-spot temperature rise, from equation (C.10) is

$$\Delta\theta_{h(1)} = \Delta\theta_{h1(1)} - \Delta\theta_{h2(1)} = 54,3 - 26,7 = 27,6$$

and, finally, the hot-spot temperature is, from equation (C.11)

$$\theta_{h(1)} = \theta_{o(1)} + \Delta\theta_{h(1)} = 64,0 + 27,6 = 91,6$$

The loss of life L over this time step is given by equation (C.13):

$$DL_{(1)} = V_{(1)} \times Dt = \left[e^{\frac{15\,000}{110+273} - \frac{15\,000}{\theta_{h(1)}+273}} \right] \times 3 = 0,42 \text{ min}$$

(Loss of life under rated conditions would have been 3 min.)

The total loss of life to this point is:

$$L_{(1)} = L_{(0)} + DL_{(1)} = 0 + 0,42 \text{ min, or } 0,000\,29 \text{ days}$$

At $n = 2$, $t = 6$ min, the entire calculation is repeated, with all subscripts incremented by 1, that is, each variable $X_{(1)}$ becomes $X_{(2)}$. At $n = 3$, $t = 9$ min, each variable $X_{(2)}$ becomes $X_{(3)}$ and so on. Continue until $n = 40$, $t = 120$ min.

5 – Indiquer les données de sortie

Les résultats des calculs sont indiqués au Tableau C.2 et à la Figure C.2.

Tableau C.2 – Exemple de données de sortie

Etape	Temps t min	Heure du jour hrs: min	Température du point-chaud θ_h °C	Perte de la vie L min	Perte de la vie L jours
0	0	14:00	90,5	0	0
1	3	14:03	91,6	0	0,00
2	6	14:06	92,7	1	0,00
3	9	14:09	93,2	1	0,00
4	12	14:12	94,3	2	0,00
5	15	14:15	95,6	3	0,00
6	18	14:18	97,2	3	0,00
7	21	14:21	98,6	4	0,00
8	24	14:24	100,0	5	0,00
9	27	14:27	101,6	7	0,00
10	30	14:30	118,6	14	0,01
11	33	14:33	132,1	39	0,03
12	36	14:36	143,5	109	0,08
13	39	14:39	152,4	258	0,18
14	42	14:42	158,8	508	0,35
15	45	14:45	163,6	875	0,61
16	48	14:48	168,2	1402	0,97
17	51	14:51	171,5	2076	1,44
18	54	14:54	173,6	2871	1,99
19	57	14:57	175,7	3796	2,64
20	60	15:00	176,1	4754	3,30
21	63	15:03	175,6	5675	3,94
22	66	15:06	173,8	6480	4,50
23	69	15:09	171,5	7156	4,97
24	72	15:12	167,8	7667	5,32
25	75	15:15	164,3	8055	5,59
26	78	15:18	160,1	8335	5,79
27	81	15:21	156,0	8534	5,93
28	84	15:24	151,1	8668	6,02
29	87	15:27	146,8	8761	6,08
30	90	15:30	136,9	8800	6,11
31	93	15:33	129,1	8819	6,12
32	96	15:36	122,8	8830	6,13
33	99	15:39	117,5	8836	6,14
34	102	15:42	113,1	8840	6,14
35	105	15:45	110,0	8843	6,14
36	108	15:48	106,6	8846	6,14
37	111	15:51	104,5	8847	6,14
38	114	15:54	102,6	8849	6,14
39	117	15:57	100,4	8850	6,15
40	120	16:00	99,3	8851	6,15

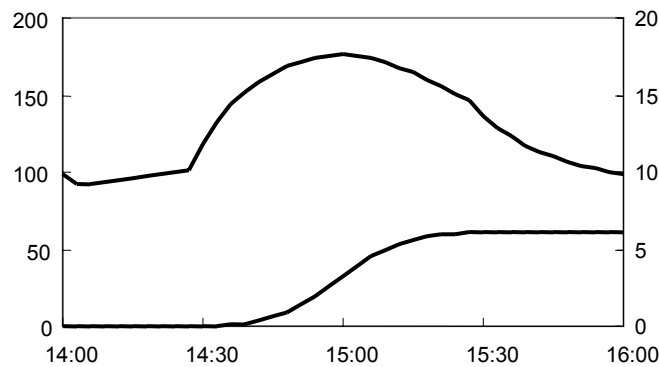
5 – Tabulate the output data

The results of the calculation are shown in Table C.2 and Figure C.2.

Table C.2 – Output data for the example

Step	Time t min	Time of day h:min	Hot-spot temperature θ_h °C	Loss of life L min	Loss of life L days
0	0	14:00	90,5	0	0
1	3	14:03	91,6	0	0,00
2	6	14:06	92,7	1	0,00
3	9	14:09	93,2	1	0,00
4	12	14:12	94,3	2	0,00
5	15	14:15	95,6	3	0,00
6	18	14:18	97,2	3	0,00
7	21	14:21	98,6	4	0,00
8	24	14:24	100,0	5	0,00
9	27	14:27	101,6	7	0,00
10	30	14:30	118,6	14	0,01
11	33	14:33	132,1	39	0,03
12	36	14:36	143,5	109	0,08
13	39	14:39	152,4	258	0,18
14	42	14:42	158,8	508	0,35
15	45	14:45	163,6	875	0,61
16	48	14:48	168,2	1402	0,97
17	51	14:51	171,5	2076	1,44
18	54	14:54	173,6	2871	1,99
19	57	14:57	175,7	3796	2,64
20	60	15:00	176,1	4754	3,30
21	63	15:03	175,6	5675	3,94
22	66	15:06	173,8	6480	4,50
23	69	15:09	171,5	7156	4,97
24	72	15:12	167,8	7667	5,32
25	75	15:15	164,3	8055	5,59
26	78	15:18	160,1	8335	5,79
27	81	15:21	156,0	8534	5,93
28	84	15:24	151,1	8668	6,02
29	87	15:27	146,8	8761	6,08
30	90	15:30	136,9	8800	6,11
31	93	15:33	129,1	8819	6,12
32	96	15:36	122,8	8830	6,13
33	99	15:39	117,5	8836	6,14
34	102	15:42	113,1	8840	6,14
35	105	15:45	110,0	8843	6,14
36	108	15:48	106,6	8846	6,14
37	111	15:51	104,5	8847	6,14
38	114	15:54	102,6	8849	6,14
39	117	15:57	100,4	8850	6,15
40	120	16:00	99,3	8851	6,15

6 – Indiquer les données de sortie



IEC 2320/05

Légende

Température du point-chaud en °C (courbe supérieure, axe de gauche)

Perte de la vie en jours (courbe inférieure, axe de droite)

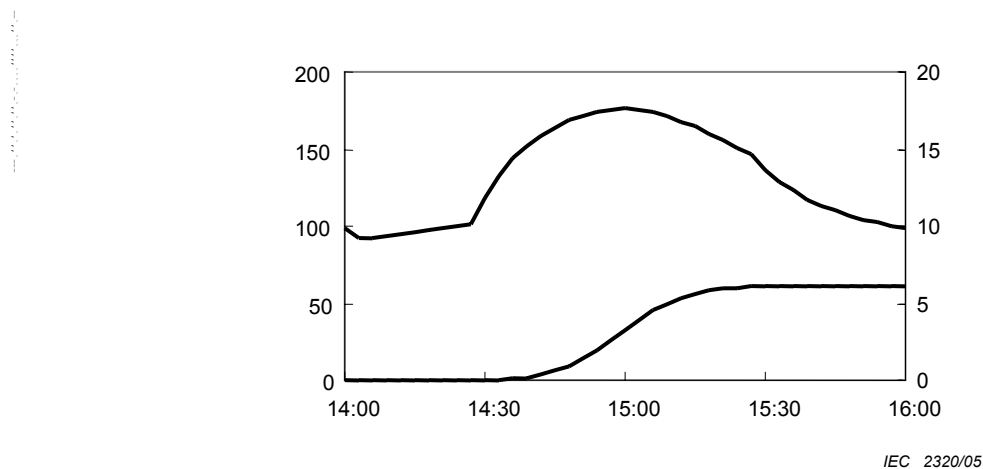
Figure C.2 – Données de sortie tracées pour l'exemple

Puisque le temps écoulé du tracé est de deux heures ou de 0,0833 jours, et la perte de la vie est de 6,15 jours, alors la perte de la vie relative pendant cette surcharge est de $6,15/0,0833 = 74$ fois la normale. Ce n'est pas sérieux s'il existe par ailleurs de longues périodes de temps (habituellement le cas) aux températures de point-chaud relativement basses.

C.6 Utilisation de température d'huile supérieure mesurée

Si la température d'huile à la partie supérieure est disponible comme une grandeur mesurée, par exemple comme un signal 4 mA à 20 mA pour le dispositif de surveillance, alors les calculs deviennent plus précis. L'échauffement du point-chaud est calculé à partir des équations de différence (C.8), (C.9) et (C.10), et ajouté directement aux données de la température de l'huile à la partie supérieure mesurées, à chaque étape de temps. Voir le chemin pointillé sur la figure 10.

6 – Plot the output data



Key

Hot-spot temperature in °C (upper curve, left axis)

Loss of life in days (lower curve, right axis)

Figure C.2 – Plotted output data for the example

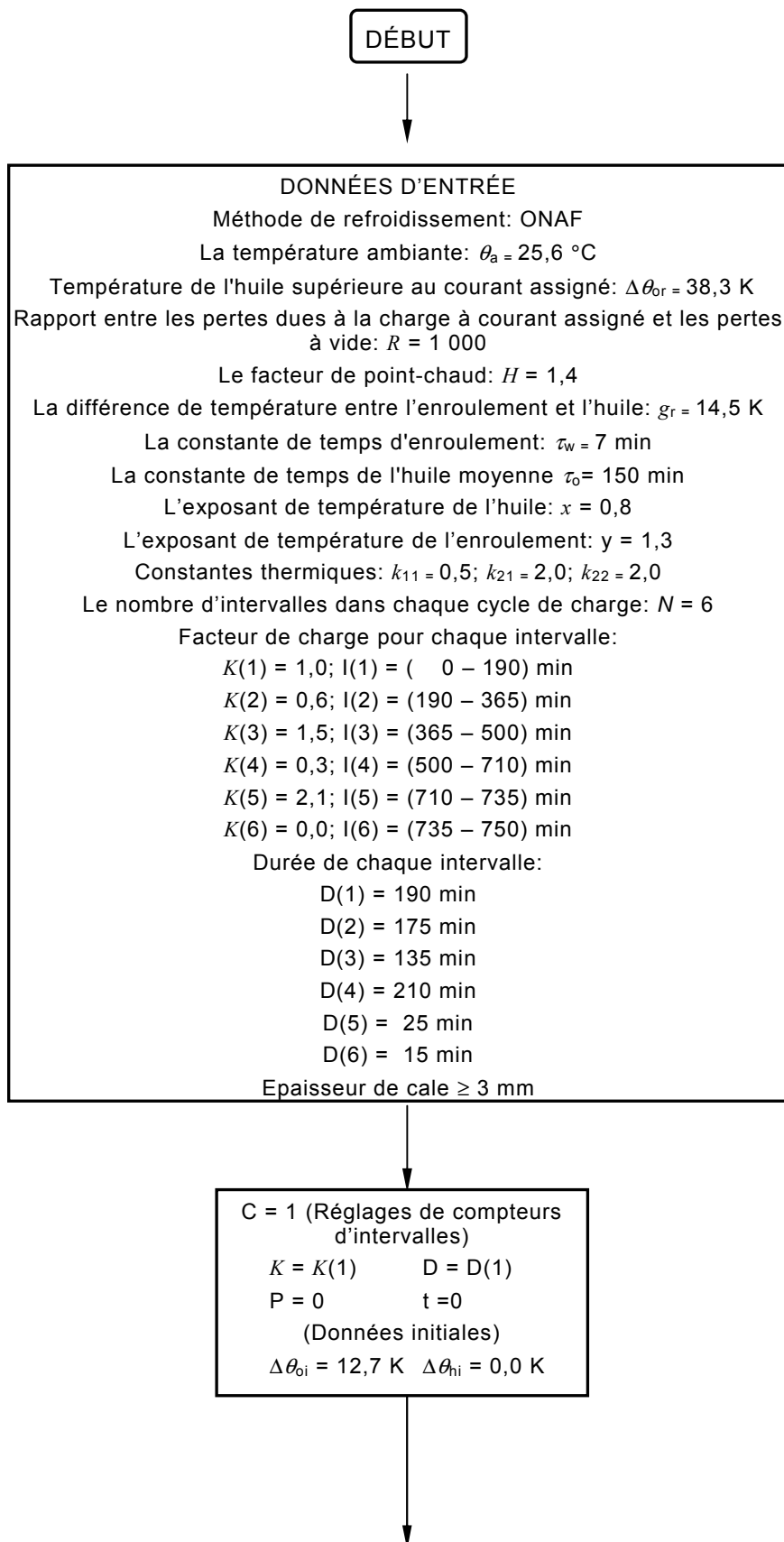
Since the elapsed time of the plot is 2 h or 0,083 3 days, and the loss of life is 6,15 days, the relative loss of life during this overload is $6,15/0,083\ 3 = 74$ times normal. This is not serious if there are otherwise long periods of time (usually the case) at relatively low hot-spot temperatures.

C.6 Use of measured top-oil temperature

If top-oil temperature is available as a measured quantity, for example as a 4 mA to 20 mA signal to the monitoring device, then the calculations become more accurate. Hot-spot temperature rise is calculated from difference equations (C.8), (C.9) and (C.10) and added directly to the measured top-oil temperature data, at each time step. See the dashed line path in Figure 10.

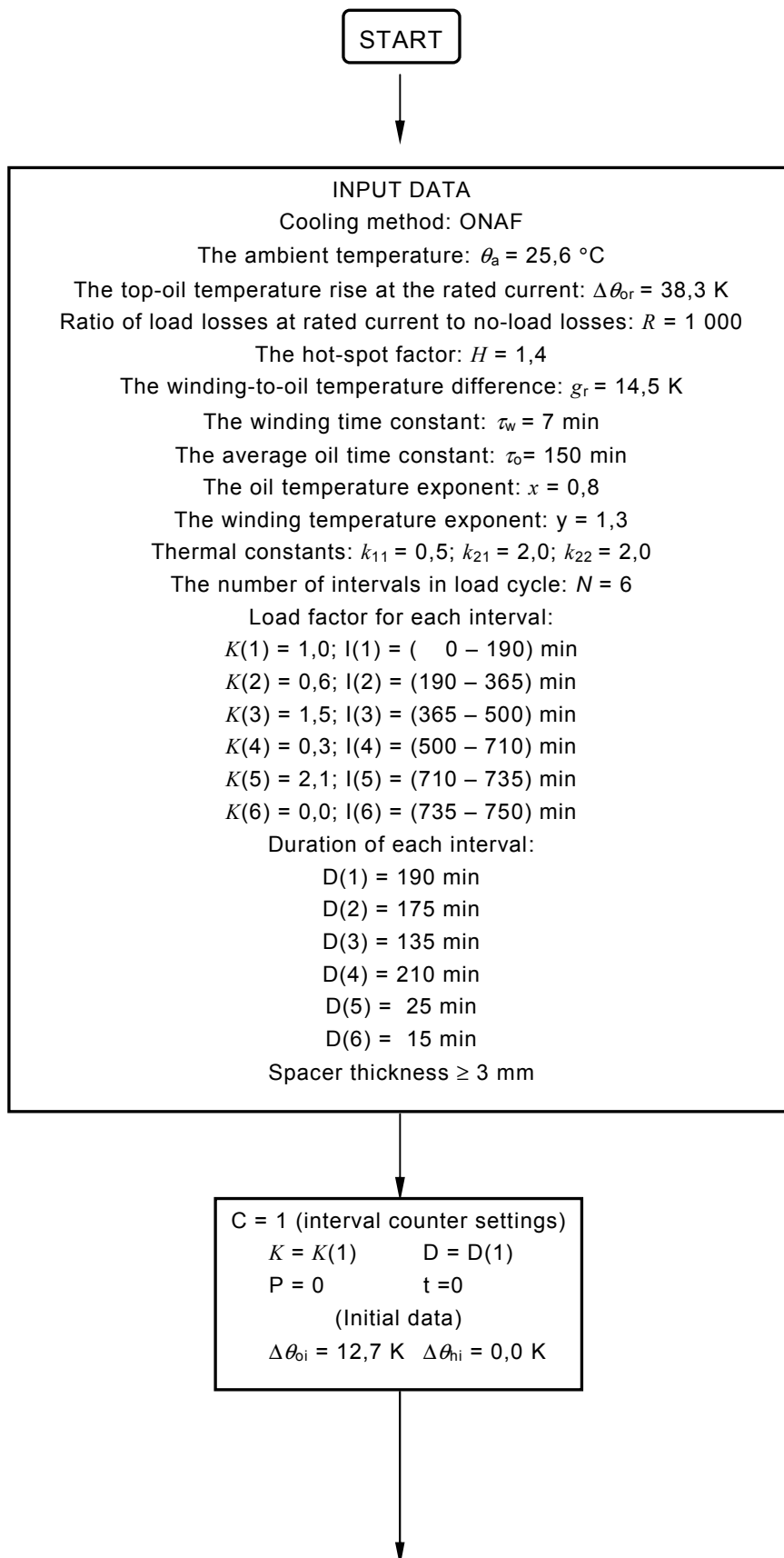
Annexe D (informative)

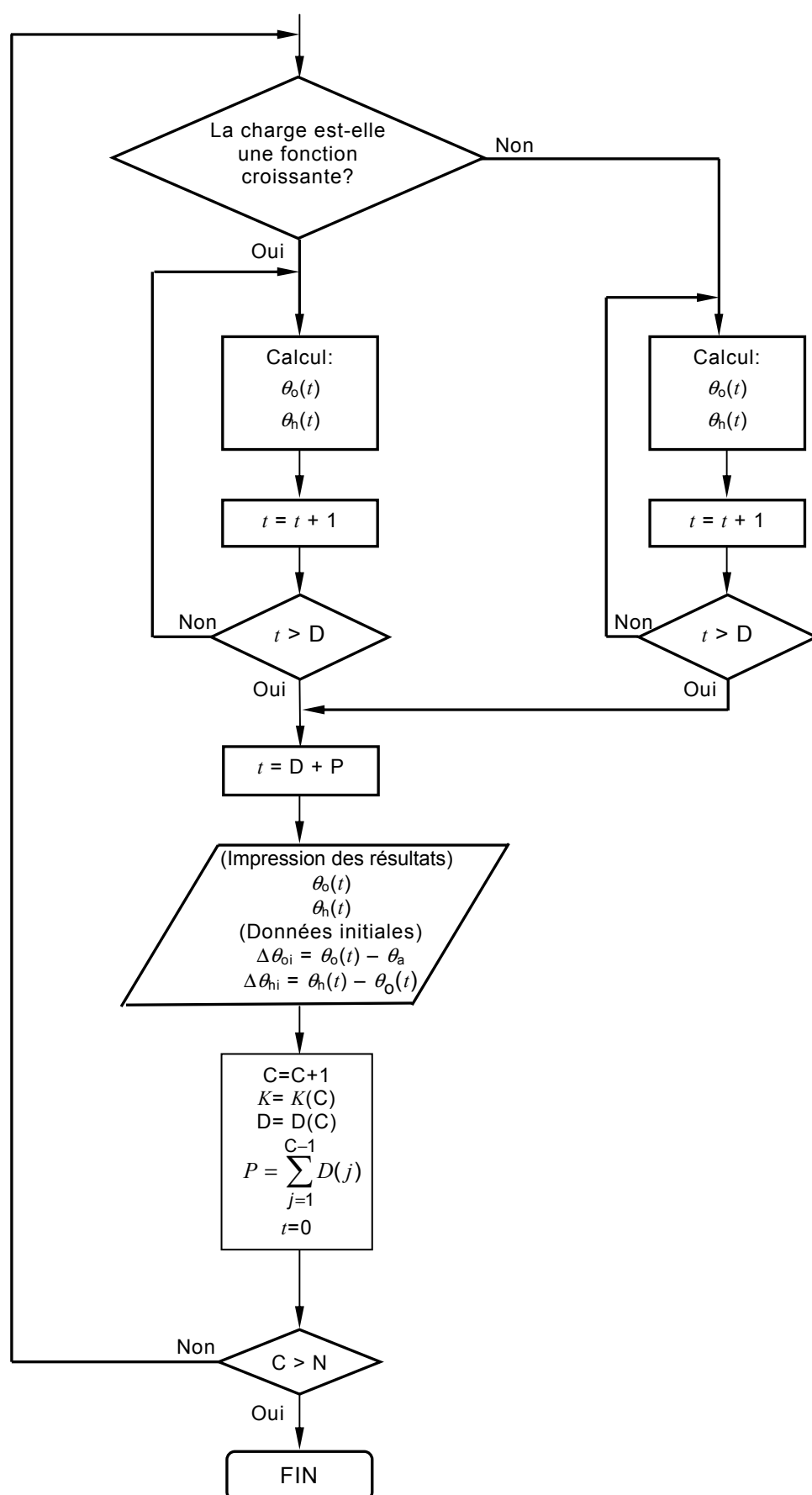
Organigramme, fondé sur l'exemple de l'annexe B

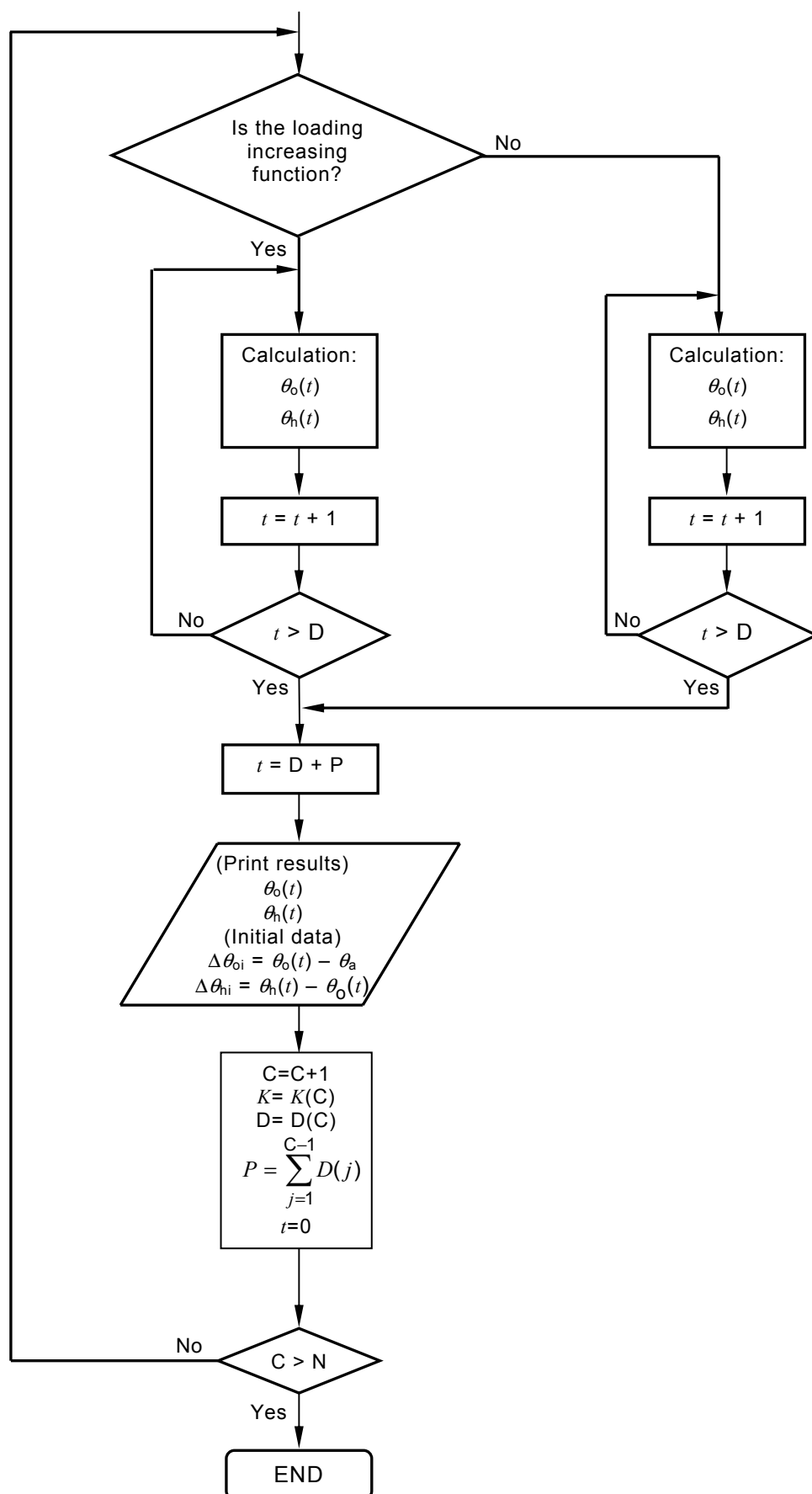


Annex D (informative)

Flowchart, based on the example in Annex B







Annexe E (informative)

Exemple de calcul et de présentation des données de surcharge

Cette annexe contient un exemple de la façon de calculer et de présenter les données de surcharge avec les équations présentées dans ce document.

Le Tableau E.1 donne, comme exemple, certaines caractéristiques qui pourraient être utilisées.

Tableau E.1 – Caractéristiques d'exemple liées à la possibilité de charge des transformateurs

		Transformateurs de distribution	Transformateurs de puissance			
		ONAN	ONAN	ONAF	OF	OD
Exposant huile	x	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0
Exposant enroulement	y	1,6	1,3	1,3	1,3	2,0
Rapport de perte	R	5	6	6	6	6
Facteur du point-chaud	H	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3
Constante de temps d'huile	τ_o	180	210	150	90	90
Constante de temps d'enroulement	τ_w	4	10	7	7	7
Température ambiante	θ_a	20	20	20	20	20
Température du point-chaud	θ_h	98	98	98	98	98
Gradient du point-chaud par rapport l'huile supérieure (dans la cuve)		23	26	26	22	29
au courant assigné	$\Delta\theta_{hr}$	44	43	43	46	46
Échauffement de l'huile moyenne ^a	$\Delta\theta_{omr}$	55	52	52	56	49
Echauffement de l'huile supérieure (en cuve)	$\Delta\theta_{or}$	33	34	34	36	43
Échauffement de l'huile inférieure ^a	$\Delta\theta_{br}$					
k_{11}		1,0	0,5	0,5	1,0	1,0
k_{21}		1,0	2,0	2,0	1,3	1,0
k_{22}		2,0	2,0	2,0	1,0	1,0

^a L'échauffement de l'huile moyenne et l'échauffement de l'huile inférieure sont fournies à titre d'information uniquement.

En réalisant un programme informatique de type tableur, une période de 24 heures est créée, avec l'échelle de temps en minutes. Les équations (5), (6), (7), (8) et (9) de l'article 8.2.2 sont utilisées pour calculer la température du point-chaud pour chaque minute en fonction de la charge. Les conditions initiales pour $\Delta\theta_{oi}$ et $\Delta\theta_{hi}$ peuvent être déterminées avec $f_1(t) = 0$, $f_2(t) = 0$ et $f_3(t) = 1$, avec $t \rightarrow \infty$.

Lorsque la température du point-chaud est connue, le vieillissement relatif peut être calculé avec l'équation (2) de l'article 6.2. Avec l'équation (4) du 6.3 la perte de la vie, exprimée en jours "normaux", peut être calculée en divisant la somme du vieillissement relatif de chaque minute par 1 440.

Par exemple, on considère un cas avec une charge initiale (K_1) de 0,8, ensuite une surcharge $K_2 = 1,4$ pendant 30 minutes puis retour à $K_1 = 0,8$ pour le temps restant (1 410 min). Le transformateur est de refroidissement OF, par conséquent les caractéristiques d'exemple du tableau E.1 (OF) sont utilisées.

Annex E (informative)

Example of calculating and presenting overload data

This annex contains an example of how to calculate and present the overload data with the equations presented in this document.

Table E.1 gives, as an example, some characteristics that might be used.

Table E.1 – Example characteristics related to the loadability of transformers

		Distribution transformers	Power transformers			
		ONAN	ONAN	ONAF	OF	OD
Oil exponent	x	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0
Winding exponent	y	1,6	1,3	1,3	1,3	2,0
Loss ratio	R	5	6	6	6	6
Hot-spot factor	H	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3
Oil time constant	τ_o	180	210	150	90	90
Winding time constant	τ_w	4	10	7	7	7
Ambient temperature	θ_a	20	20	20	20	20
Hot-spot temperature	θ_h	98	98	98	98	98
Hot-spot to top-oil (in tank) gradient at rated current	$\Delta\theta_{hr}$	23	26	26	22	29
Average oil temperature rise ^{a)}	$\Delta\theta_{omr}$	44	43	43	46	46
Top-oil (in tank) temperature rise	$\Delta\theta_{or}$	55	52	52	56	49
Bottom oil temperature rise ^{a)}	$\Delta\theta_{br}$	33	34	34	36	43
k_{11}		1,0	0,5	0,5	1,0	1,0
k_{21}		1,0	2,0	2,0	1,3	1,0
k_{22}		2,0	2,0	2,0	1,0	1,0
a) Average oil temperature rise and bottom oil temperature rise are given for information only.						

With a spreadsheet programme, a 24 h period is created, with the time-scale in minutes. The equations (5), (6), (7), (8) and (9) from 8.2.2 are used to calculate for each minute the hot-spot temperature as a function of the load. The initial conditions for $\Delta\theta_{oi}$ and $\Delta\theta_{hi}$ can be determined with $f_1(t) = 0$, $f_2(t) = 0$ and $f_3(t) = 1$, with $t \rightarrow \infty$.

When the hot-spot temperature is known, the relative ageing can be calculated with equation (2) of 6.2. With equation (4) of 6.3 the loss of life, expressed in "normal" days, can be calculated by dividing the sum of the relative ageing of each minute by 1 440.

For example, consider a case with a pre-load (K_1) of 0,8, then an overload $K_2 = 1,4$ during 30 min and return to $K_1 = 0,8$ for the time remaining (1 410 min). The transformer is OF cooled; therefore, the example characteristics of Table E.1 (OF) are used.

Les valeurs initiales, après une charge initiale en régime permanent sont:

$$K_1 = 0,8$$

$$\Delta\theta_{oi} = 38,7 \text{ K}$$

$$\Delta\theta_{hi} = 16,5 \text{ K}$$

Les valeurs à $t = 30$ min du début:

$$K_2 = 1,4$$

$$f_1(t=30) = 0,28, f_2(t=30) = 1,20$$

$$\theta_o(t=30) = 76,7 \text{ °C}$$

$$\theta_h(t=30) = 114,2 \text{ °C (équation (5) du 8.2.2)}$$

Les valeurs à $t = 31$ min du début:

$$K_1 = 0,8$$

$$f_3(t=1) = 0,99$$

$$\theta_o(t=1) = 76,5 \text{ °C}$$

$$\theta_h(t=1) = 92,9 \text{ °C (équation (6) du 8.2.2)}$$

Les valeurs à $t = 1\,440$ min du début:

$$K_1 = 0,8$$

$$f_3(t=1410) = 1,6E - 07$$

$$\theta_o(t=1410) = 58,7 \text{ °C}$$

$$\theta_h(t=1410) = 75,2 \text{ °C (équation (6) du 8.2.2)}$$

Ceci a comme conséquence une perte de la vie de 0,14 jours et un échauffement maximal du point-chaud de 94 K.

Les paramètres utilisés dans la méthode décrite peuvent être modifiés pour obtenir un tableau avec la perte de la vie en fonction de K_1 et de K_2 . Lorsque le temps de surcharge est changé, un ensemble complet de tableaux peut être obtenu.

A titre d'exemple un tableau avec un temps de surcharge de 30 minutes est présenté dans le tableau E.2.

The initial values, after a steady state pre-load are:

$$K_1 = 0,8$$

$$\Delta\theta_{oi} = 38,7 \text{ K}$$

$$\Delta\theta_{hi} = 16,5 \text{ K}$$

The values after $t = 30$ min from start:

$$K_2 = 1,4$$

$$f_1(t=30) = 0,28, f_2(t=30) = 1,20$$

$$\theta_o(t=30) = 76,7 \text{ °C}$$

$$\theta_h(t=30) = 114,2 \text{ °C (equation (5) of 8.2.2)}$$

The values after $t = 31$ min from start:

$$K_1 = 0,8$$

$$f_3(t=1) = 0,99$$

$$\theta_o(t=1) = 76,5 \text{ °C}$$

$$\theta_h(t=1) = 92,9 \text{ °C (equation (6) of 8.2.2)}$$

The values after $t = 1\,440$ min from start:

$$K_1 = 0,8$$

$$f_3(t=1410) = 1,6E - 07$$

$$\theta_o(t=1410) = 58,7 \text{ °C}$$

$$\theta_h(t=1410) = 75,2 \text{ °C (equation (6) of 8.2.2)}$$

This results in a loss of life of 0,14 days and a maximum hot-spot temperature rise of 94 K.

The parameters used in the described method can be varied to obtain a table with the loss of life as a function of K_1 and K_2 . When the overload time is changed, a complete set of tables can be obtained.

As an example, one table with an overload time of 30 min is presented in Table E.2.

Tableau E.2 – Exemple de tableau présentant les charges admissibles et la perte de la vie quotidienne correspondante (en jours "normaux"), et l'échauffement maximal du point-chaud au cours du cycle de charge

K_1	0,25	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
K_2											
0,7	0,001 33	0,004 38	0,02 45								
0,8	0,001 38	0,004 43	0,02 51	0,07 55							
0,9	0,001 43	0,004 49	0,03 56	0,07 61	0,25 66						
1,0	0,001 49	0,004 55	0,03 62	0,08 67	0,26 72	1,00 78					
1,1	0,001 56	0,01 61	0,03 68	0,08 73	0,27 78	1,04 84	4,48 91				
1,2	0,002 62	0,01 68	0,03 75	0,09 80	0,29 85	1,09 91	4,66 98	22,6 105			
1,3	0,004 69	0,01 75	0,04 82	0,11 87	0,33 92	1,19 98	4,94 105	23,6 112	128,9 120		
1,4	0,01 77	0,02 82	0,06 90	0,14 94	0,40 100	1,36 106	5,43 112	25,2 119	135,0 127	827,1 136	
1,5	0,01 85	0,03 90	0,10 97	0,21 102	0,55 107	1,71 113	6,34 120	28,0 127	144,9 135	868,7 144	5 975 153
1,6	0,03 93	0,06 98	0,18 105	0,37 110	0,87 115	2,44 121	8,19 128	33,3 135	162,7 143	938,3 152	6 297 161
1,7	0,07 101	0,15 107	0,40 114	0,76 119	1,64 124	4,12 130	12,3 137	44,6 144	198,0 152	1 067 161	x x
1,8	0,18 110	0,37 115	0,94 123	1,73 127	3,55 133	8,24 139	22,1 145	70,5 153	275,2 161	x x	x x
1,9	0,48 119	0,95 125	2,39 132	4,32 137	8,58 142	18,9 148	47,0 154	134,7 162	x x	x x	x x
2,0	1,34 129	2,61 134	6,45 141	11,5 146	22,5 151	48,1 157	x x	x x	x x	x x	x x

Type de refroidissement OF, $\theta_a = 20\text{ °C}$.

Charge initiale K_1 , charge K_2 pendant 30 min, charge K_1 pendant 1 410 min.

NOTE Les valeurs en caractères italiques dans le tableau E.2 montrent les résultats du calcul, abstraction faite des limites du tableau 4.

Table E.2 – An example table with the permissible duties and corresponding daily loss of life (in "normal" days), and maximum hot-spot temperature rise during the load cycle

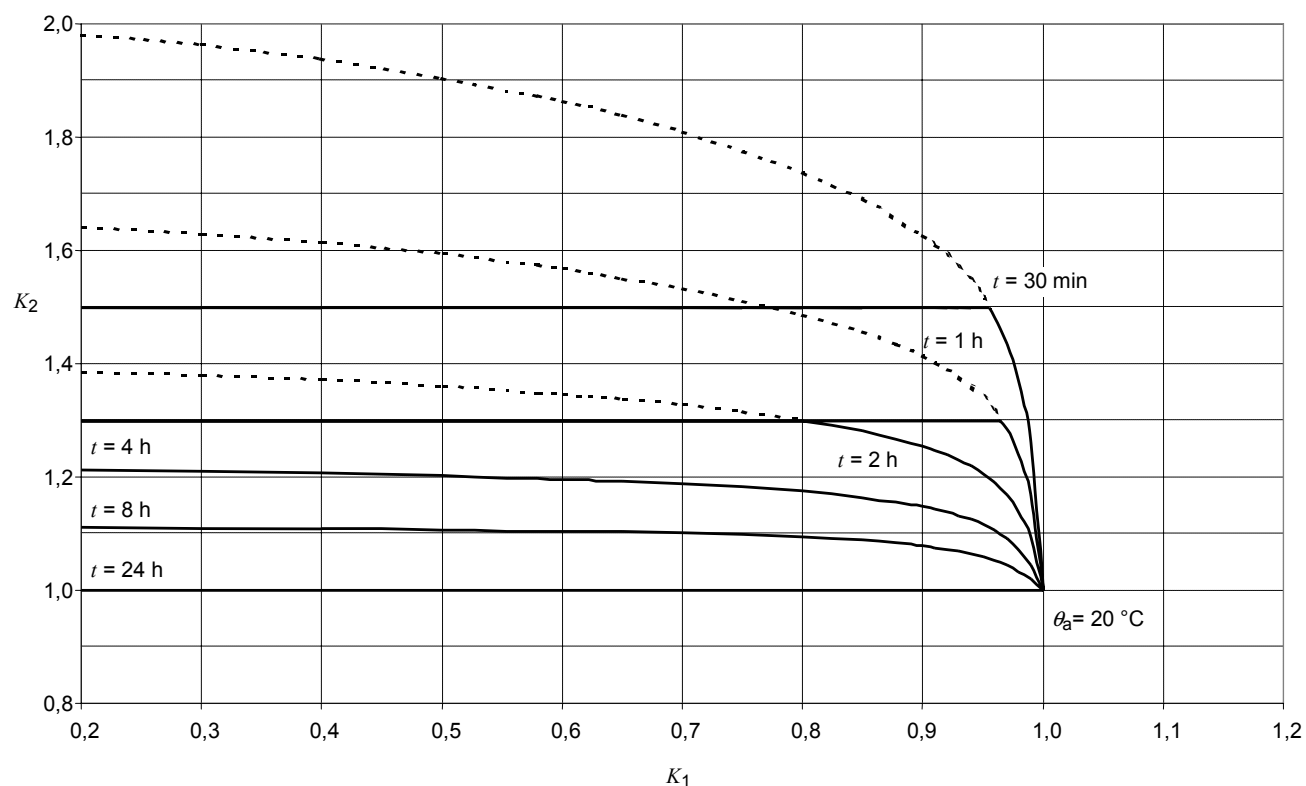
<i>K₁</i>	0,25	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
<i>K₂</i>											
0,7	0,001 33	0,004 38	0,02 45								
0,8	0,001 38	0,004 43	0,02 51	0,07 55							
0,9	0,001 43	0,004 49	0,03 56	0,07 61	0,25 66						
1,0	0,001 49	0,004 55	0,03 62	0,08 67	0,26 72	1,00 78					
1,1	0,001 56	0,01 61	0,03 68	0,08 73	0,27 78	1,04 84	4,48 91				
1,2	0,002 62	0,01 68	0,03 75	0,09 80	0,29 85	1,09 91	4,66 98	22,6 105			
1,3	0,004 69	0,01 75	0,04 82	0,11 87	0,33 92	1,19 98	4,94 105	23,6 112	128,9 120		
1,4	0,01 77	0,02 82	0,06 90	0,14 94	0,40 100	1,36 106	5,43 112	25,2 119	135,0 127	827,1 136	
1,5	0,01 85	0,03 90	0,10 97	0,21 102	0,55 107	1,71 113	6,34 120	28,0 127	144,9 135	868,7 144	5 975 153
1,6	0,03 93	0,06 98	0,18 105	0,37 110	0,87 115	2,44 121	8,19 128	33,3 135	162,7 143	938,3 152	6 297 161
1,7	0,07 101	0,15 107	0,40 114	0,76 119	1,64 124	4,12 130	12,3 137	44,6 144	198,0 152	1 067 161	x x
1,8	0,18 110	0,37 115	0,94 123	1,73 127	3,55 133	8,24 139	22,1 145	70,5 153	275,2 161	x x	x x
1,9	0,48 119	0,95 125	2,39 132	4,32 137	8,58 142	18,9 148	47,0 154	134,7 162	x x	x x	x x
2,0	1,34 129	2,61 134	6,45 141	11,5 146	22,5 151	48,1 157	x x	x x	x x	x x	x x

Type of cooling OF, $\theta_a = 20\text{ °C}$

Pre-load *K₁*, load *K₂* during 30 min, load *K₁* during 1 410 min

NOTE The italic style values in Table E.2 show the results of the calculation, disregarding the limits from Table 4.

Les données peuvent également être présentées dans un graphique. Dans la Figure E.1 un exemple est donné où K_2 est présenté en fonction de K_1 avec un temps de surcharge et une perte unitaire de la vie donnés.

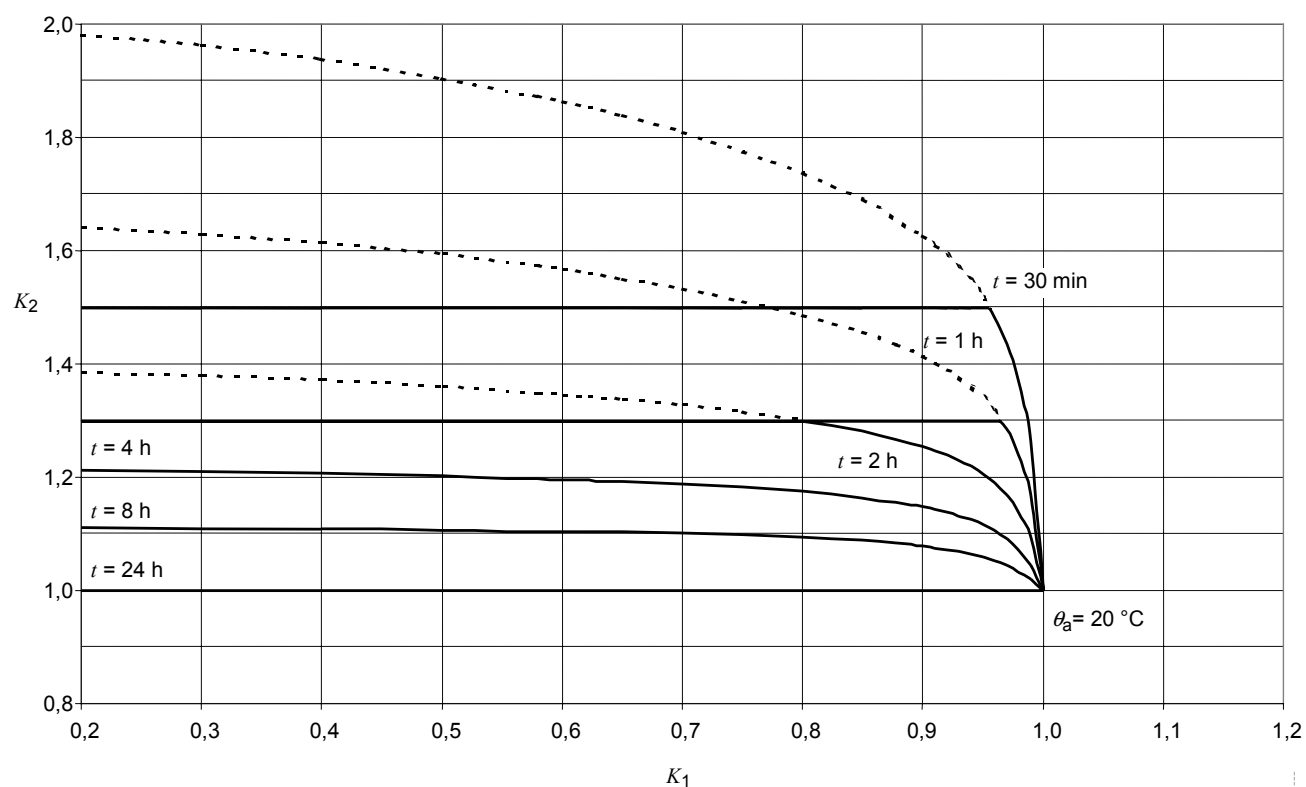


IEC 2321/05

NOTE Les lignes en pointillé de la figure E.1 montrent les résultats du calcul, abstraction faite des limites du tableau 4.

**Figure E.1 – Gros transformateurs de puissance OF:
charges admissibles pour une perte de la vie normale**

The data can also be presented in a graph. In Figure E.1, an example is given where K_2 is presented as a function of K_1 with a given overload time and unity loss of life.



IEC 2321/05

NOTE The dotted lines in Figure E.1 show the results of the calculation, disregarding the limits from Table 4.

Figure E.1 – OF large power transformers: permissible duties for normal loss of life

Bibliographie

- [1] A.K. Bose and G.J. Hulsink: *Performance of the magnetic circuit of a transformer in service* – Elektrotechnik 56 (1978)(7)
- [2] E. Binder und W. Felber: *Rueckarbeitsverfahren mit zwei 500 MVA Transformatoren* – ELIN-Zeitschrift 1978 Heft 1
- [3] A.K. Bose, C. Kroon, J. Wildeboer: *The loading of a magnetic circuit* – CIGRE 1978 session, August 30 – September 7
- [4] *Aging of Kraft Paper in Natural Ester Dielectric Fluid* - 14th International Conference on Dielectric Liquids, Graz, Austria, July 7-12, 2002, IEEE 0-7803-7350-2/02
- [5] *Aging of Paper Insulation in Natural Ester Dielectric Fluid* – IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Expo, Oct. 28 – Nov. 02, 2001, Atlanta, GA, IEEE 0-7803-7257-5/01
- [6] Schroff, D.H. and Stannett, A.W., *A review of paper ageing in transformers* – IEE proceedings vol. 132, pt C, no. 6, November 1985, pages 312–319
- [7] IEEE standard C57.91:1995, *IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers*
- [8] Nordman, H. and Lahtinen, M., *Thermal overload tests on a 400 MVA power transformer with a special 2,5 p.u. short time loading capability* – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 1, January 2003, pages 107–112
- [9] Lampe, W., Petterson, L., Ovren, C., Wahlstrom, B., *Hot-spot measurements in power transformers* – CIGRE, Rep. 12-02, 1984
- [10] *Experimental determination of power transformer hot-spot factor* – CIGRE WG 12-09, Electra no. 161, August 1995
- [11] IEEE 1538:2000, *IEEE Guide for determination of maximum winding temperature rise in liquid-filled transformers*
- [12] Nordman, H., Rafsback, N., and Susa, D., *Temperature responses to step changes in the load current of power transformers* – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 4, October 2003, pages 1110-1117
- [13] Swift, G.W., Molinski, T.S. and Lehn, W., *A Fundamental Approach to Transformer Thermal Modelling* – IEEE transactions on power delivery, vol. 16, no. 2, April 2001, pages 171 – 177
- [14] *Heat-run test procedure for power transformers* – CIGRE WG 12-09, Electra no.129, March 1990, pages 37 – 45

Bibliography

- [1] A.K. Bose and G.J. Hulsink: *Performance of the magnetic circuit of a transformer in service* – Elektrotechnik 56 (1978)(7)
- [2] E. Binder und W. Felber: *Rueckarbeitsverfahren mit zwei 500 MVA Transformatoren* – ELIN-Zeitschrift 1978 Heft 1
- [3] A.K. Bose, C. Kroon, J. Wildeboer: *The loading of a magnetic circuit* – CIGRE 1978 session, August 30 – September 7
- [4] *Aging of Kraft Paper in Natural Ester Dielectric Fluid* - 14th International Conference on Dielectric Liquids, Graz, Austria, July 7-12, 2002, IEEE 0-7803-7350-2/02
- [5] *Aging of Paper Insulation in Natural Ester Dielectric Fluid* – IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Expo, Oct. 28 – Nov. 02, 2001, Atlanta, GA, IEEE 0-7803-7257-5/01
- [6] Schroff, D.H. and Stannett, A.W., *A review of paper ageing in transformers* – IEE proceedings vol. 132, pt C, no. 6, November 1985, pages 312–319
- [7] IEEE standard C57.91:1995, *IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers*
- [8] Nordman, H. and Lahtinen, M., *Thermal overload tests on a 400 MVA power transformer with a special 2,5 p.u. short time loading capability* – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 1, January 2003, pages 107–112
- [9] Lampe, W., Petterson, L., Ovren, C., Wahlstrom, B., *Hot-spot measurements in power transformers* – CIGRE, Rep. 12-02, 1984
- [10] *Experimental determination of power transformer hot-spot factor* – CIGRE WG 12-09, Electra no. 161, August 1995
- [11] IEEE 1538:2000, *IEEE Guide for determination of maximum winding temperature rise in liquid-filled transformers*
- [12] Nordman, H., Rafsback, N., and Susa, D., *Temperature responses to step changes in the load current of power transformers* – IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 4, October 2003, pages 1110-1117
- [13] Swift, G.W., Molinski, T.S. and Lehn, W., *A Fundamental Approach to Transformer Thermal Modelling* – IEEE transactions on power delivery, vol. 16, No. 2, April 2001, pages 171 – 177
- [14] *Heat-run test procedure for power transformers* – CIGRE WG 12-09, Electra no.129, March 1990, pages 37 – 45



Standards Survey

The IEC would like to offer you the best quality standards possible. To make sure that we continue to meet your needs, your feedback is essential. Would you please take a minute to answer the questions overleaf and fax them to us at +41 22 919 03 00 or mail them to the address below. Thank you!

Customer Service Centre (CSC)

International Electrotechnical Commission

3, rue de Varembé

1211 Genève 20

Switzerland

or

Fax to: **IEC**/CSC at +41 22 919 03 00

Thank you for your contribution to the standards-making process.

A Prioritaire

Nicht frankieren
Ne pas affranchir



Non affrancare
No stamp required

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Customer Service Centre (CSC)

International Electrotechnical Commission

3, rue de Varembé

1211 GENEVA 20

Switzerland



Q1 Please report on **ONE STANDARD** and **ONE STANDARD ONLY**. Enter the exact number of the standard: (e.g. 60601-1-1)

.....

Q2 Please tell us in what capacity(ies) you bought the standard (tick all that apply). I am the/a:

- purchasing agent ☐
librarian ☐
researcher ☐
design engineer ☐
safety engineer ☐
testing engineer ☐
marketing specialist ☐
other

Q3 I work for/in/as a:
(tick all that apply)

- manufacturing ☐
consultant ☐
government ☐
test/certification facility ☐
public utility ☐
education ☐
military ☐
other

Q4 This standard will be used for:
(tick all that apply)

- general reference ☐
product research ☐
product design/development ☐
specifications ☐
tenders ☐
quality assessment ☐
certification ☐
technical documentation ☐
thesis ☐
manufacturing ☐
other

Q5 This standard meets my needs:
(tick one)

- not at all ☐
nearly ☐
fairly well ☐
exactly ☐

Q6 If you ticked NOT AT ALL in Question 5 the reason is: (tick all that apply)

- standard is out of date ☐
standard is incomplete ☐
standard is too academic ☐
standard is too superficial ☐
title is misleading ☐
I made the wrong choice ☐
other

Q7 Please assess the standard in the following categories, using the numbers:

- (1) unacceptable,
(2) below average,
(3) average,
(4) above average,
(5) exceptional,
(6) not applicable

- timeliness
quality of writing.....
technical contents.....
logic of arrangement of contents
tables, charts, graphs, figures.....
other

Q8 I read/use the: (tick one)

- French text only ☐
English text only ☐
both English and French texts ☐

Q9 Please share any comment on any aspect of the IEC that you would like us to know:

.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....
.....





Enquête sur les normes

La CEI ambitionne de vous offrir les meilleures normes possibles. Pour nous assurer que nous continuons à répondre à votre attente, nous avons besoin de quelques renseignements de votre part. Nous vous demandons simplement de consacrer un instant pour répondre au questionnaire ci-après et de nous le retourner par fax au +41 22 919 03 00 ou par courrier à l'adresse ci-dessous. Merci !

Centre du Service Clientèle (CSC)

Commission Electrotechnique Internationale

3, rue de Varembé

1211 Genève 20

Suisse

ou

Télécopie: **CEI/CSC** +41 22 919 03 00

Nous vous remercions de la contribution que vous voudrez bien apporter ainsi à la Normalisation Internationale.

A Prioritaire

Nicht frankieren
Ne pas affranchir



Non affrancare
No stamp required

RÉPONSE PAYÉE

SUISSE

Centre du Service Clientèle (CSC)

Commission Electrotechnique Internationale

3, rue de Varembé

1211 GENÈVE 20

Suisse



Q1 Veuillez ne mentionner qu'**UNE SEULE NORME** et indiquer son numéro exact:
(ex. 60601-1-1)
.....

Q2 En tant qu'acheteur de cette norme,
quelle est votre fonction?
(cochez tout ce qui convient)
Je suis le/un:

agent d'un service d'achat ☐
bibliothécaire ☐
chercheur ☐
ingénieur concepteur ☐
ingénieur sécurité ☐
ingénieur d'essais ☐
spécialiste en marketing ☐
autre(s).....

Q3 Je travaille:
(cochez tout ce qui convient)

dans l'industrie ☐
comme consultant ☐
pour un gouvernement ☐
pour un organisme d'essais/
certification ☐
dans un service public ☐
dans l'enseignement ☐
comme militaire ☐
autre(s).....

Q4 Cette norme sera utilisée pour/comme
(cochez tout ce qui convient)

ouvrage de référence ☐
une recherche de produit ☐
une étude/développement de produit ☐
des spécifications ☐
des soumissions ☐
une évaluation de la qualité ☐
une certification ☐
une documentation technique ☐
une thèse ☐
la fabrication ☐
autre(s).....

Q5 Cette norme répond-elle à vos besoins:
(une seule réponse)

pas du tout ☐
à peu près ☐
assez bien ☐
parfaitement ☐

Q6 Si vous avez répondu PAS DU TOUT à
Q5, c'est pour la/les raison(s) suivantes:
(cochez tout ce qui convient)

la norme a besoin d'être révisée ☐
la norme est incomplète ☐
la norme est trop théorique ☐
la norme est trop superficielle ☐
le titre est équivoque ☐
je n'ai pas fait le bon choix ☐
autre(s)

Q7 Veuillez évaluer chacun des critères ci-
dessous en utilisant les chiffres
(1) inacceptable,
(2) au-dessous de la moyenne,
(3) moyen,
(4) au-dessus de la moyenne,
(5) exceptionnel,
(6) sans objet

publication en temps opportun
qualité de la rédaction.....
contenu technique
disposition logique du contenu
tableaux, diagrammes, graphiques,
figures
autre(s)

Q8 Je lis/utilise: (une seule réponse)

uniquement le texte français ☐
uniquement le texte anglais ☐
les textes anglais et français ☐

Q9 Veuillez nous faire part de vos
observations éventuelles sur la CEI:

.....
.....
.....
.....
.....
.....



ISBN 2-8318-8372-5



ICS 29.180

Typeset and printed by the IEC Central Office
GENEVA, SWITZERLAND