

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
354**

Deuxième édition
Second edition
1991-09

Le contenu du corrigendum de mars 1992 a été incorporé dans cette réimpression
The contents of the corrigendum of March 1992 has been included in this reprint

**Guide de charge pour transformateurs
de puissance immergés dans l'huile**

**Loading guide for oil-immersed
power transformers**



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 354: 1991

Validité de la présente publication

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 la date de reconfirmation de la publication sont disponibles auprès du Bureau Central de la CEI.

Les renseignements relatifs à ces révisions, à l'établissement des éditions révisées et aux amendements peuvent être obtenus auprès des Comités nationaux de la CEI et dans les documents ci-dessous:

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
Publié annuellement
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement

Terminologie

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 50: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI), qui se présente sous forme de chapitres séparés traitant chacun d'un sujet défini. Des détails complets sur le VEI peuvent être obtenus sur demande. Voir également le dictionnaire multilingue de la CEI.

Les termes et définitions figurant dans la présente publication ont été soit tirés du VEI, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Symboles graphiques et littéraux

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera:

- la CEI 27: *Symboles littéraux à utiliser en électro-technique*;
- la CEI 417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*;
- la CEI 617: *Symboles graphiques pour schémas*;

et pour les appareils électromédicaux,

- la CEI 878: *Symboles graphiques pour équipements électriques en pratique médicale*.

Les symboles et signes contenus dans la présente publication ont été soit tirés de la CEI 27, de la CEI 417, de la CEI 617 et/ou de la CEI 878, soit spécifiquement approuvés aux fins de cette publication.

Publications de la CEI établies par le même comité d'études

L'attention du lecteur est attirée sur les listes figurant à la fin de cette publication, qui énumèrent les publications de la CEI préparées par le comité d'études qui a établi la présente publication.

Validity of this publication

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 the date of the reconfirmation of the publication is available from the IEC Central Office.

Information on the revision work, the issue of revised editions and amendments may be obtained from IEC National Committees and from the following IEC sources:

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
Published yearly
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates

Terminology

For general terminology, readers are referred to IEC 50: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV), which is issued in the form of separate chapters each dealing with a specific field. Full details of the IEV will be supplied on request. See also the IEC Multilingual Dictionary.

The terms and definitions contained in the present publication have either been taken from the IEV or have been specifically approved for the purpose of this publication.

Graphical and letter symbols

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications:

- IEC 27: *Letter symbols to be used in electrical technology*;
- IEC 417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets*;
- IEC 617: *Graphical symbols for diagrams*;

and for medical electrical equipment,

- IEC 878: *Graphical symbols for electromedical equipment in medical practice*.

The symbols and signs contained in the present publication have either been taken from IEC 27, IEC 417, IEC 617 and/or IEC 878, or have been specifically approved for the purpose of this publication.

IEC publications prepared by the same technical committee

The attention of readers is drawn to the end pages of this publication which list the IEC publications issued by the technical committee which has prepared the present publication.

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC
354**

Deuxième édition
Second edition
1991-09

Le contenu du corrigendum de mars 1992 a été incorporé dans cette réimpression
The contents of the corrigendum of March 1992 has been included in this reprint

**Guide de charge pour transformateurs
de puissance immergés dans l'huile**

**Loading guide for oil-immersed
power transformers**

© CEI 1991 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.

Bureau Central de la Commission Electrotechnique Internationale 3, rue de Varembe Genève, Suisse



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX XC
PRICE CODE

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

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS.....	4

Section 1: Généralités

Articles

1.1	Domaine d'application	6
1.2	Objet	6
1.3	Définitions	8
1.4	Limitations générales et effets d'un régime de charge excédant les valeurs de la plaque signalétique	10
1.5	Limitations spécifiques pour les transformateurs de distribution	18
1.6	Limitations spécifiques pour les transformateurs de moyenne puissance	18
1.7	Limitations spécifiques pour les transformateurs de grande puissance	20

Section 2: Détermination des températures

2.1	Symboles	24
2.2	Mesure directe de la température du point chaud	26
2.3	Caractéristiques thermiques supposées	26
2.4	Equation des températures en régime établi	32
2.5	Equation des températures en régime transitoire	34
2.6	Vieillessement thermique des isolants de transformateurs	36
2.7	Température ambiante	40
2.8	Programme informatique	46

Section 3: Tableaux de charge

3.1	Limitations applicables aux tableaux de charge	62
3.2	Méthode de représentation des cycles réels de charge par un cycle équivalent rectangulaire à deux paliers	62
3.3	Régime continu normal	66
3.4	Régime cyclique normal	66
3.5	Régime cyclique de secours	78

Annexes

A	Régime assigné équivalent dans le cas des autotransformateurs	128
B	Autre méthode de détermination de l'échauffement moyen de l'huile dans les enroulements à partir de mesures effectuées lors d'essais d'échauffement	132
C	Renseignements à joindre à l'appel d'offres et à la commande	140
D	Détermination des paramètres à utiliser dans le cas d'une variation sinusoïdale de la température ambiante	142
E	Exemple d'une application simplifiée du guide de charge	154

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
Section 1: General	
Clause	
1.1 Scope	7
1.2 Object	7
1.3 Definitions	9
1.4 General limitations and effects of loading beyond nameplate rating	11
1.5 Specific limitations for distribution transformers	19
1.6 Specific limitations for medium power transformers	19
1.7 Specific limitations for large power transformers	21
Section 2: Determination of temperatures	
2.1 Symbols	25
2.2 Direct measurement of hot-spot temperature	27
2.3 Assumed thermal characteristics	27
2.4 Steady-state temperature equations	33
2.5 Transient temperature equations	35
2.6 Thermal ageing of transformer insulation	37
2.7 Ambient temperature	41
2.8 Computer program	47
Section 3: Loading tables	
3.1 Limitations applicable to loading tables	63
3.2 Method of representing an actual load cycle by an equivalent two-step rectangular load cycle	63
3.3 Normal continuous loading	67
3.4 Normal cyclic loading	67
3.5 Emergency cyclic loading	79
Annexes	
A Equivalent rating for auto-transformers	129
B Alternative method for determining the winding oil average temperature rise from temperature-rise test measurements	133
C Information to be supplied with enquiry and order	141
D Calculation of parameters for sinusoidal variation of ambient temperature	143
E Example of simplified application of the guide	155

COMMISSION ELECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

GUIDE DE CHARGE POUR TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE IMMERGÉS DANS L'HUILE

AVANT-PROPOS

- 1) Les décisions ou accords officiels de la CEI en ce qui concerne les questions techniques, préparés par des Comités d'Etudes où sont représentés tous les Comités nationaux s'intéressant à ces questions, expriment dans la plus grande mesure possible un accord international sur les sujets examinés.
- 2) Ces décisions constituent des recommandations internationales et sont agréées comme telles par les Comités nationaux.
- 3) Dans le but d'encourager l'unification internationale, la CEI exprime le vœu que tous les Comités nationaux adoptent dans leurs règles nationales le texte de la recommandation de la CEI, dans la mesure où les conditions nationales le permettent. Toute divergence entre la recommandation de la CEI et la règle nationale correspondante doit, dans la mesure du possible, être indiquée en termes clairs dans cette dernière.

Le présent guide a été établi par le Comité d'Etudes n° 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

Il constitue la deuxième édition de la CEI 354 et remplace la première édition (1972).

Le texte de ce guide est issu des documents suivants:

Règle des Six Mois	Rapports de vote
14(BC)71	14(BC)72 et 72A

Les rapports de vote indiqués dans le tableau ci-dessus donnent toute information sur les votes ayant abouti à l'approbation de ce guide.

Les publications suivantes de la CEI sont citées dans le présent guide:

- Publications nos 76: Transformateurs de puissance.
- 76-1 (1976): Première partie: Généralités.
- 76-2 (1976): Deuxième partie: Echauffement.
- 76-4 (1976): Quatrième partie: Prises et connexions.
- 76-5 (1976): Cinquième partie: Tenue au court-circuit.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

LOADING GUIDE FOR OIL-IMMERSED POWER TRANSFORMERS

FOREWORD

- 1) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters, prepared by Technical Committees on which all the National Committees having a special interest therein are represented, express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the subjects dealt with.
- 2) They have the form of recommendations for international use and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 3) In order to promote international unification, the IEC expresses the wish that all National Committees should adopt the text of the IEC recommendation for their national rules in so far as national conditions will permit. Any divergence between the IEC recommendation and the corresponding national rules should, as far as possible, be clearly indicated in the latter.

This guide has been prepared by IEC Technical Committee No. 14: Power transformers.

It forms the second edition of IEC 354 and replaces the first edition (1972).

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

Six Months' Rule	Reports on Voting
14(CO)71	14(CO)72 and 72A

Full information on the voting for the approval of this guide can be found in the Voting Reports indicated in the above table.

The following IEC Publications are quoted in this guide:

Publications Nos.	76: Power transformers.
76-1 (1976):	Part 1: General.
76-2 (1976):	Part 2: Temperature rise.
76-4 (1976):	Part 4: Tappings and connections.
76-5 (1976):	Part 5: Ability to withstand short circuit.

GUIDE DE CHARGE POUR TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE IMMERGÉS DANS L'HUILE

Section 1: Généralités

1.1 Domaine d'application

Ce guide est applicable aux transformateurs immergés dans l'huile répondant aux prescriptions de la CEI 76. Il indique comment, dans certaines limites, les transformateurs peuvent être chargés au-dessus des conditions assignées. Dans le cas des transformateurs de four, du fait du profil de charge particulier, il convient de consulter le constructeur.

1.2 Objet

Ce guide donne des conseils pour établir les spécifications et les régimes de charge des transformateurs de puissance du point de vue des températures de fonctionnement et du vieillissement thermique. Il donne des recommandations pour le fonctionnement à une charge supérieure à la valeur assignée et pour aider les utilisateurs, dans le cas de nouvelles installations, à choisir les grandeurs assignées appropriées et les conditions de charge.

La CEI 76-2 définit les exigences en matière de valeurs d'échauffements et d'essais correspondants, des transformateurs immergés dans l'huile, dans le cas d'une charge continue de valeur assignée. Il convient de noter que la CEI 76-2 se réfère à l'échauffement moyen de l'enroulement, alors que le présent guide se réfère essentiellement à la température du point chaud; les valeurs indiquées ne sont donc données qu'à titre de conseil.

Ce guide donne des modèles mathématiques permettant d'estimer les conséquences de différents régimes de charge, transitoires ou cycliques, pour différentes températures du milieu réfrigérant. Ces modèles comprennent le calcul des températures de fonctionnement dans le transformateur, en particulier de la température la plus chaude de l'enroulement. Cette température du point chaud est utilisée, à son tour, pour évaluer une vitesse relative de vieillissement thermique.

Ce guide présente, en outre, des recommandations pour limiter la charge admissible suivant les résultats des calculs de température. Ces recommandations concernent les différentes catégories de transformateurs par taille et importance, et également selon différents types de régimes de charge: *régime de charge continu, régime cyclique non perturbé, ou régimes temporaires de secours*.

Dans le cas des petits transformateurs, appelés ici *transformateurs de distribution*, le guide donne des courbes qui permettent d'évaluer un régime de charge cyclique à une température ambiante donnée, par rapport aux conditions de charge assignées sous une température ambiante normale, pour un transformateur répondant aux exigences de la CEI 76-2.

LOADING GUIDE FOR OIL-IMMERSED POWER TRANSFORMERS

Section 1: General

1.1 Scope

This guide is applicable to oil-immersed transformers complying with IEC 76. It indicates how, within limits, transformers may be loaded above rated conditions. For furnace transformers, the manufacturer should be consulted in view of the peculiar loading profile.

1.2 Object

This guide 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 76-2 contains the requirements and tests relating to temperature rise figures for oil-immersed transformers during continuous rated loading. It should be noted that IEC 76-2 refers to the average winding temperature rise while the present guide refers mainly to the hot-spot temperature and the stated values are provided only for guidance.

The guide 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.

The guide further presents recommendations for limitations of permissible loading according to the results of the temperature calculations. These recommendations refer to different categories of transformers by size and importance, and also to different types of loading duty – *continuous loading*, *normal cyclic undisturbed loading* or *temporary, emergency loading*.

For small transformers, here called *distribution transformers*, the guide provides curves which make it possible to evaluate cyclic loading at specific ambient temperatures in comparison with conditions at rated loading under normal ambient temperature, for a transformer which fulfils the requirements of IEC 76-2.

Dans le cas des grands transformateurs, les méthodes de calcul de la température diffèrent suivant les modes de refroidissement. La catégorie des *transformateurs de moyenne puissance* s'étend jusqu'aux transformateurs triphasés à deux enroulements d'environ 100 MVA, ou leur équivalent; les transformateurs dont la puissance assignée est supérieure sont désignés comme *transformateurs de grande puissance*. Pour de tels transformateurs, il est recommandé d'effectuer les calculs en utilisant les paramètres individuels obtenus à partir des essais de réception. Pour des raisons expliquées dans le présent guide, les limitations recommandées dans le cas de ces deux catégories de transformateurs sont formulées d'une façon légèrement différente.

La section 1, *Généralités*, comprend des définitions, des principes communs, des informations générales et des recommandations spécifiques pour le fonctionnement suivant les différentes catégories de transformateurs.

La section 2, *Calcul des températures*, présente les modèles mathématiques utilisés.

La section 3 donne les résultats des calculs sous forme de graphes et de tableaux pour des conditions normalisées.

1.3 Définitions

Pour les besoins de ce guide, les définitions suivantes sont applicables.

1.3.1 Transformateur de distribution

Transformateur dont la puissance assignée maximale est de 2 500 kVA en triphasé ou de 833 kVA par noyau monophasé et dont la haute tension a une valeur assignée ne dépassant pas 33 kV, c'est-à-dire un transformateur à enroulements séparés, abaisseur, délivrant une tension de distribution, à refroidissement ON et sans changeur de prises en charge.

1.3.2 Transformateur de moyenne puissance

Transformateur à enroulements séparés dont la puissance assignée ne dépasse pas 100 MVA dans le cas des transformateurs triphasés, ou 33,3 MVA par noyau bobiné, et dont l'impédance de court-circuit z_r , à cause des restrictions sur la densité du flux de fuite, ne dépasse pas la valeur:

$$z_r = (25 - 0,1 \frac{3 S_r}{W}) \%$$

où W est le nombre de noyaux bobinés et S_r la puissance assignée en MVA.

Dans le cas des autotransformateurs, le régime assigné équivalent est défini dans l'annexe A.

1.3.3 Transformateur de grande puissance

Transformateur dépassant 100 MVA (en triphasé) ou la limite d'impédance de court-circuit spécifiée ci-dessus.

For large transformers there are differences in the temperature calculations for different methods of cooling. The category of *medium power transformers* extends up to about 100 MVA three-phase two-winding transformers or equivalent, while transformers with higher rated power are referred to as *large power transformers*. For the latter it is advisable to perform calculations using individual parameters obtained from the acceptance type test. For reasons explained in the guide, the recommended limitations for these two categories of transformers are formulated somewhat differently.

Section 1, General, contains definitions, common background information and specific recommendations for the operation of different categories of transformers.

Section 2, Temperature calculation, presents the mathematical models used.

Section 3 gives calculated results as graphs and tables for standardized conditions.

1.3 Definitions

For the purpose of this guide the following definitions apply.

1.3.1 Distribution transformer

A transformer with a maximum rating of 2 500 kVA three-phase or 833 kVA per limb single-phase and a high-voltage rating limited to 33 kV, i.e. a transformer with separate windings that steps down to consumer voltage, with ON cooling and without on-load tap-changing.

1.3.2 Medium power transformer

A transformer with separate windings having a rating not exceeding 100 MVA for three-phase transformers or 33,3 MVA per wound limb and, due to the leakage flux density restrictions, a rated short-circuit impedance z_r not exceeding the value:

$$z_r = \left(25 - 0,1 \frac{3 S_r}{W} \right) \%$$

where W is the number of wound limbs and S_r the rated power in MVA.

For auto-transformers, the equivalent rating is defined in annex A.

1.3.3 Large power transformer

A transformer exceeding a rating of 100 MVA (three-phase) or the impedance limitation specified above.

1.3.4 Régime de charge cyclique

Régime de charge avec variations cycliques (la durée du cycle étant habituellement d'un jour) qui est considéré du point de vue du vieillissement moyen qui se produit pendant le cycle. Le régime de charge cyclique peut être soit un régime normal, soit un régime de secours de longue durée.

a) Régime de charge cyclique normal

Pendant une partie du cycle, on a une température ambiante plus élevée et un courant de charge supérieur à la valeur assignée mais, du point de vue du vieillissement thermique (selon le modèle mathématique), cette charge est équivalente à la charge assignée sous la température ambiante de référence. Cela est réalisé en tirant profit des faibles températures ambiantes ou des faibles courants de charge pendant le reste du cycle de charge. Dans un but de planification, on peut étendre ce principe aux longues périodes de temps pendant lesquelles les cycles avec vitesse de vieillissement supérieure à 1 sont compensés par des cycles avec vitesse de vieillissement inférieure à 1.

b) Régime de charge cyclique de secours de longue durée

Régime de charge résultant de l'indisponibilité prolongée de certains éléments du réseau qui ne sont pas reconnectés avant que les échauffements dans le transformateur aient atteint leurs valeurs stabilisées. Ce n'est pas un type de fonctionnement normal et on peut prévoir qu'il n'apparaîtra que rarement; il peut toutefois persister pendant des semaines ou même des mois et peut provoquer un vieillissement considérable. Néanmoins, il ne devrait pas entraîner d'avarie due à un endommagement thermique ou à une réduction de la tenue diélectrique.

1.3.5 Régime de charge de secours de courte durée

Régime de charge exceptionnellement élevé, dû à l'apparition d'un ou de plusieurs événements de faible probabilité qui perturbent sévèrement le régime de charge normal du réseau; il porte les points chauds des conducteurs à des niveaux dangereux et provoque éventuellement une réduction temporaire de la tenue diélectrique. Toutefois, pour une courte durée, l'adoption de ce régime peut être préférable aux autres solutions. On peut s'attendre que ce type de régime n'interviendra que rarement; il faut rapidement le réduire, ou bien mettre le transformateur hors tension en peu de temps afin d'éviter une défaillance de celui-ci. La durée admissible pour cette charge est plus courte que la constante thermique du transformateur et dépend de la température de fonctionnement avant l'application de la surcharge; elle est habituellement inférieure à une demi-heure.

1.4 Limitations générales et effets d'un régime de charge excédant les valeurs de la plaque signalétique

1.4.1 Effet d'un régime de charge excédant les valeurs de la plaque signalétique

1.4.1.1 Facteurs influençant la durée de vie

La durée de vie réelle d'un transformateur dépend beaucoup d'événements exceptionnels, tels que les surtensions, les courts-circuits sur le réseau et les surcharges de secours.

1.3.4 *Cyclic loading*

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

a) Normal cyclic loading

A higher ambient temperature or a higher than rated load current is applied during part of the cycle, but, from the point of view of thermal ageing (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 ageing rates greater than unity are compensated for by cycles with ageing rate less than unity.

b) Long-time emergency cyclic loading

Loading resulting from the prolonged outage of some system elements that will not be reconnected before a steady state temperature rise is reached in the transformer. 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. However, it should not be the cause of breakdown due to thermal destruction or reduction of dielectric strength.

1.3.5 *Short-time emergency loading*

Unusually heavy loading due to the occurrence of one or more unlikely events which seriously disturb normal system loading, causing the conductor hot spots to reach dangerous levels and, possibly, a temporary reduction in the dielectric strength. However, acceptance of this condition for a short time may be preferable to other alternatives. This type of loading is expected to occur rarely and it must 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 transformer and depends on the operating temperature before the increase in the loading; typically, it would be less than half an hour.

1.4 General limitations and effects of loading beyond nameplate rating

1.4.1 *Effect of loading beyond nameplate rating*

1.4.1.1 Factors influencing life duration

The actual life duration of a transformer depends to a high degree on extraordinary events, such as overvoltages, short-circuits in the system, and emergency overloading.

Les chances de survie à de tels événements, qui peuvent se produire séparément ou en combinaison, dépendent essentiellement de:

- a) la sévérité (amplitude et durée) de l'événement;
- b) la conception du transformateur;
- c) les températures des différentes parties du transformateur;
- d) la concentration d'humidité dans les isolants et dans l'huile;
- e) la concentration d'oxygène et d'autres gaz dans les isolants et dans l'huile;
- f) le nombre, la taille et le type des particules d'impuretés.

L'espérance de vie normale est une base de référence conventionnelle pour un service continu ininterrompu à la température ambiante de référence et aux conditions de fonctionnement assignées. L'application d'une charge supérieure à celle de la plaque signalétique et/ou d'une température ambiante supérieure à la valeur assignée implique un certain risque et entraîne une accélération du vieillissement. C'est l'objet de ce guide d'identifier de tels risques et d'indiquer, à l'intérieur de certaines limites, quelles peuvent être les conditions de charge des transformateurs au-delà des valeurs de la plaque signalétique.

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 augmentent et peuvent atteindre des niveaux inacceptables;
- b) l'inductance de fuite hors 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) la combinaison du flux principal et de ce flux de fuite accru restreint les possibilités de fonctionnement du circuit magnétique en surexcitation;
- d) les variations de température entraînent des modifications des teneurs en humidité et en gaz dans les isolants et dans l'huile;
- e) les traversées, les changeurs de prises, les têtes de câble et les transformateurs de courant sont également soumis à des contraintes plus élevées, que réduisent leurs possibilités d'utilisation.

Il y aura par conséquent un risque de défaillance prématurée, associé à l'augmentation des courants et des températures. Ce risque pourra être immédiat ou résulter d'une dégradation cumulative du transformateur sur de nombreuses années.

1.4.1.2 Risques à court terme

- a) Le risque principal, pour les défaillances à court terme, est la réduction de la tenue diélectrique due à la présence éventuelle de bulles de gaz dans une région à contrainte diélectrique élevée, c'est-à-dire dans les enroulements ou les connexions. Ces bulles peuvent se développer dans les isolants au papier lorsque la température du point chaud s'élève brusquement au-dessus de la température critique, qui est d'environ 140 °C à 160 °C pour un transformateur à teneur en humidité normale. Cette température critique décroît un peu lorsque la concentration d'humidité augmente.

Les 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, ces bulles se

Decisive for the chance of survival after such events, which can occur either separately or in combination, are:

- a) the severity (amplitude and duration) of the event;
- b) the transformer design;
- c) the temperatures of the various parts of the transformer;
- d) the concentration of moisture in the insulation and in the oil;
- e) the concentration of oxygen and other gases in the insulation and in the oil;
- f) the number, size and type of impurity particles.

The normal life expectancy is a conventional reference basis for continuous duty under normal ambient temperature and rated operating conditions. The application of a load in excess of nameplate rating and/or an ambient temperature higher than rated involves a degree of risk and accelerated ageing. It is the purpose of this guide to identify such risks and to indicate how, within limitations, transformers may be loaded in excess of the nameplate rating.

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

- a) the temperatures of windings, cleats, leads, insulation and oil 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 flux;
- c) the combination of the main flux and increased leakage flux imposes restrictions on possible core overexcitation;
- d) as the temperature changes, the moisture and gas content in the insulation and in the oil will change;
- e) bushings, tap-changers, cable-end connections and current transformers will also be exposed to higher stresses which encroach upon their design and application margins.

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 deterioration of the transformer over many years.

1.4.1.2 Short-term risks

- 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, i.e. the windings and leads. These bubbles may develop in the paper insulation when the hot-spot temperature rises suddenly above a critical temperature, which is about 140 °C to 160 °C for a transformer with a normal moisture content. This critical temperature decreases somewhat as the moisture concentration increases.

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 supersaturation of the oil. However, such bubbles usually develop in regions of low electric stress and

développent généralement dans des régions à faible contrainte diélectrique et doivent traverser des régions où la contrainte était déjà plus élevée avant que se produise une réduction importante de la tenue diélectrique.

Les parties métalliques nues qui ne sont pas en contact thermique direct avec les isolants organiques principaux mais avec l'huile du transformateur peuvent atteindre rapidement une température élevée; il y a lieu que celle-ci ne dépasse pas 180 °C.

- b) Une dégradation temporaire des propriétés mécaniques à des températures plus élevées peut réduire la tenue au court-circuit.
- c) La montée en pression dans les traversées peut provoquer un défaut à cause d'une fuite d'huile. Du gaz peut aussi apparaître dans les traversées si la température des isolants dépasse une valeur d'environ 140 °C.
- d) La dilatation de l'huile peut provoquer un débordement dans le conservateur.
- e) La coupure de courants trop forts dans le changeur de prises peut être dangereuse.

1.4.1.3 Risques à long terme

- a) A des températures plus élevées, il y aura accélération de la dégradation thermique cumulative de l'isolation des conducteurs. Si cette dégradation se poursuit suffisamment loin, elle peut réduire la durée de vie effective du transformateur, en particulier si celui-ci est soumis à des courts-circuits du réseau.
- b) D'autres matériaux isolants, ainsi que les conducteurs et certaines parties mécaniques, peuvent également vieillir davantage à des températures plus élevées.
- c) Pour des courants et des températures élevés, il peut y avoir augmentation de la résistance de contact dans les changeurs de prises et, dans les cas extrêmes, il peut se produire un emballement thermique.
- d) Les joints du transformateur peuvent devenir plus fragiles à des températures élevées.

Le risque à court terme disparaît normalement après retour de la charge au niveau normal mais, du point de vue de la fiabilité, il peut avoir un impact plus important que les effets à long terme.

Ce guide admet que la capacité de charge peut être limitée à la fois par les effets de courte et de longue durée. Les tableaux et les diagrammes sont établis à partir de la méthode traditionnelle d'évaluation de l'espérance de vie des propriétés mécaniques des isolants au papier en fonction du temps et de la température, alors que les limitations sur les températures maximales de point chaud s'appuient sur des considérations de risque de défaillance immédiate.

1.4.2 Taille du transformateur

La sensibilité des transformateurs à des conditions de charge supérieures à la valeur assignée dépend habituellement de leur taille. Lorsque la taille augmente, il y a une tendance vers:

- a) une augmentation de l'induction de fuite;
- b) une augmentation des forces de court-circuit;
- c) une augmentation des volumes d'isolant sous contrainte diélectrique;
- d) une plus grande difficulté pour déterminer correctement les températures de point chaud.

have to circulate in regions where the stress is higher before any significant reduction in the dielectric strength occurs.

Bare metal parts which are not in direct thermal contact with major organic insulation, but are in contact with the oil in the transformer, may rapidly rise to high temperature. 180 °C should not be exceeded.

- b) Temporary deterioration of the mechanical properties at higher temperatures could reduce the short-circuit strength.
- c) Pressure build-up in the bushings may result in a failure due to oil leakage. Gassing in the bushings may also occur if the temperature of the insulation exceeds about 140 °C.
- d) The expansion of the oil could cause overflow of the oil in the conservator.
- e) Breaking of excessively high currents in the tap-changer could be hazardous.

1.4.1.3 Long-term risks

- a) Cumulative thermal 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.
- b) Other insulation materials, as well as structural parts and the conductors, could also suffer ageing 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 at elevated temperatures.

The short-term risk normally disappears after the load is reduced to normal level but, from the point of view of reliability, it may have a more significant impact than long term effects.

This guide recognizes that the loading capability could be restricted both by the short-time and the long-time effects. The tables and diagrams are calculated according to the traditional methods of determining the life expectancy of the mechanical properties of the paper insulation as affected by time and temperature, while the limitations on the maximum hot-spot temperatures are based on considerations of the risk of immediate failure.

1.4.2 Transformer size

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

- a) the leakage flux density will increase;
- b) the short-circuit forces increase;
- c) the volumes of dielectrically-stressed insulation increase;
- d) the hot-spot temperatures are more difficult to determine correctly.

Un grand transformateur peut ainsi être plus vulnérable à la surcharge 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 petits.

En conséquence, afin de conserver un degré de risque raisonnable pour les services attendus, ce guide considère trois catégories:

- a) transformateurs de distribution, pour lesquels on ne doit prendre en considération que la température du point chaud et la dégradation thermique;
- b) transformateurs de moyenne puissance, où les effets du flux de fuite sont reconnus comme non critiques, mais où il faut tenir compte des différents modes de refroidissement;
- c) transformateurs de grande puissance, pour lesquels les effets du flux de fuite sont importants et les conséquences d'une défaillance graves.

1.4.3 Limitations de courant et de température

En cas de fonctionnement au-delà des valeurs de charge de la plaque signalétique, il est recommandé de ne pas dépasser les limites données dans le tableau 1 et de tenir compte des limitations spécifiques définies en 1.5 à 1.7.

Tableau 1 – Limites de courant et de température applicables en conditions de charge supérieures aux valeurs assignées

Types de charge	Transformateurs de distribution	Transformateurs de moyenne puissance	Transformateurs de grande puissance
Régime de charge cyclique normal			
Courant (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Température du point chaud et des parties métalliques en contact avec les isolants solides (°C)	140	140	120
Température de l'huile à la partie supérieure (°C)	105	105	105
Régime de charge cyclique de secours de longue durée			
Courant (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Température du point chaud et des parties métalliques en contact avec les isolants solides (°C)	150	140	130
Température de l'huile à la partie supérieure (°C)	115	115	115
Régime de charge de secours de courte durée			
Courant (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Température du point chaud et des parties métalliques en contact avec les isolants solides (°C)	voir 1.5.2	160	160
Température de l'huile à la partie supérieure (°C)	voir 1.5.2	115	115

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 guide considers three categories:

- a) distribution transformers, for which only the hot-spot temperature and thermal deterioration have to be considered;
- b) medium power transformers where the effects of leakage flux are known not to be critical; but the variations in the cooling modes must be considered;
- c) large power transformers, where the effects of stray leakage flux are significant and the consequences of failure are severe.

1.4.3 Current and temperature limitations

With loading values beyond the nameplate rating, it is recommended that the limits stated in table 1 are not exceeded and that account be taken of the specific limitations given in 1.5 to 1.7.

Table 1 – Current and temperature limits applicable to loading beyond nameplate rating

Types of loading	Distribution transformers	Medium power transformers	Large power transformers
Normal cyclic loading			
Current (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Hot-spot temperature and metallic parts in contact with insulating material (°C)	140	140	120
Top-oil temperature (°C)	105	105	105
Long-time emergency cyclic loading			
Current (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Hot-spot temperature and metallic parts in contact with insulating material (°C)	150	140	130
Top-oil temperature (°C)	115	115	115
Short-time emergency loading			
Current (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Hot-spot temperature and metallic parts in contact with insulating material (°C)	see 1.5.2	160	160
Top-oil temperature (°C)	see 1.5.2	115	115

1.5 Limitations spécifiques pour les transformateurs de distribution

1.5.1 *Limitation de puissance*

Cet article concerne les transformateurs de distribution jusqu'à 2 500 kVA, comme défini en 1.3.1.

1.5.2 *Limitations de courant et de température*

Il convient de ne pas dépasser les limites de courant de charge, de température du point chaud et de température de l'huile à la partie supérieure indiquées dans le tableau 1. En régime de secours de courte durée, aucune limite n'a été établie 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, dans la pratique, de contrôler la durée des régimes de secours. Il y a lieu de remarquer que, lorsque le point chaud atteint des valeurs supérieures à 140 °C – 160 °C, des bulles de gaz peuvent se développer et compromettre la tenue diélectrique du transformateur (voir 1.4.1.2: Risques à court terme).

1.5.3 *Accessoires et autres considérations*

En dehors des enroulements, d'autres parties du transformateur, telles que les traversées, les têtes de câble, les changeurs 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 de l'huile peuvent également imposer des restrictions.

1.5.4 *Transformateurs pour l'intérieur*

Quand les transformateurs sont utilisés à l'intérieur, l'échauffement assigné de l'huile à la partie supérieure doit être corrigé afin de tenir compte de l'enceinte. Cet échauffement supplémentaire doit être déterminé, de préférence, au moyen d'un essai (voir 2.7.6).

1.5.5 *Milieu ambiant extérieur*

Le vent, le soleil et la pluie peuvent avoir certains effets sur la capacité de charge des transformateurs de distribution; mais, du fait de l'irrégularité de ces facteurs, il serait irréaliste de les prendre en compte.

1.6 Limitations spécifiques pour les transformateurs de moyenne puissance

1.6.1 *Limitations du régime assigné*

Cet article concerne les transformateurs dont la puissance assignée est au plus égale à 100 MVA en triphasé, auxquels s'appliquent les restrictions sur l'impédance mentionnées en 1.3.2.

1.6.2 *Limitations de courant et de température*

Il convient de ne pas dépasser les limites données dans le tableau 1 et portant sur le courant de charge, la température du point chaud, la température de l'huile à la partie supérieure et la température des parties métalliques autres que les enroulements et les connexions mais néanmoins en contact avec de l'isolation solide. En outre, il y a lieu de remarquer que, lorsque le point chaud atteint des valeurs supérieures à 140 °C – 160 °C, des bulles de gaz peuvent se développer et compromettre la tenue diélectrique du transformateur (voir 1.4.1.2: Risques à court terme).

1.5 Specific limitations for distribution transformers

1.5.1 Rating limitation

This clause covers distribution transformers up to 2 500 kVA as defined in 1.3.1.

1.5.2 Current and temperature limitations

The limits on load current, hot-spot temperature and top-oil temperature stated in table 1 should not be exceeded. No limit is set for the top-oil and hot-spot temperature under short-time emergency loading because it is usually impracticable to control the duration of emergency loading on distribution transformers. It should be noted that, when the hot spot reaches temperatures above 140 °C to 160 °C, gas bubbles may develop which could jeopardize the dielectric strength of the transformer (see 1.4.1.2, Short-term risks).

1.5.3 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 with load currents exceeding 1,5 times the rated current. Oil expansion and oil pressure could also impose restrictions.

1.5.4 Indoor transformers

When transformers are used indoors, a correction has to be made to the rated top-oil temperature rise to take account of the enclosure. Preferably, this extra temperature rise should be determined by a test (see 2.7.6).

1.5.5 Outdoor ambient conditions

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

1.6 Specific limitations for medium power transformers

1.6.1 Rating limitations

This clause covers power transformers up to 100 MVA, three-phase, having the impedance restrictions referred to in 1.3.2.

1.6.2 Current and temperature limitations

The limits on load current, hot-spot temperature, top-oil temperature and temperature of metallic parts other than winding and leads but nevertheless in contact with solid insulating material, stated in table 1 should not be exceeded. Moreover, it should be noted that when the hot spot reaches temperatures above 140 °C to 160 °C, gas bubbles may develop which could jeopardize the dielectric strength of the transformer (see 1.4.1.2, Short-term risks).

1.6.3 Accessoires, matériels associés et autres considérations

Les enroulements mis à part, certaines parties du transformateur comme les traversées, les têtes de câble, les changeurs de prises et les connexions peuvent conduire à limiter le fonctionnement en condition de charge supérieure à environ 1,5 fois le courant assigné. La dilatation et la pression de l'huile peuvent également imposer des restrictions. Il peut aussi falloir prendre en considération les matériels associés tels que les câbles, les disjoncteurs, les transformateurs de courant, etc.

1.6.4 Exigences de tenue au court-circuit

Lors d'un fonctionnement en condition de charge supérieure à la valeur assignée, ou juste après un tel fonctionnement, les transformateurs peuvent ne pas satisfaire aux exigences de tenue thermique au court-circuit spécifiées dans la CEI 76-5 et fondées sur une durée de court-circuit de 2 s. Toutefois, en exploitation, dans la plupart des cas, la durée des courants de court-circuit est inférieure à 2 s.

1.6.5 Limitations de tension

Sauf s'il existe d'autres limitations pour le réglage à flux variable (voir CEI 76-4, articles 3, 4 et 5), il y a lieu que la tension appliquée ne dépasse pas 1,05 fois la tension assignée (prise principale) ou la tension de prise (autres prises) sur un quelconque enroulement du transformateur.

1.7 Limitations spécifiques pour les transformateurs de grande puissance

1.7.1 Généralités

Pour les transformateurs de grande puissance, des limitations supplémentaires, principalement associées au flux de fuite, doivent être prises en considération. Dans ce cas il est donc conseillé de spécifier, au moment de l'appel d'offres et de la commande, la valeur de la capacité de charge requise pour des applications spécifiques (voir l'annexe C).

En ce qui concerne la dégradation thermique des isolants, la même méthode de calcul s'applique à tous les transformateurs. Toutefois, il est recommandé d'utiliser un calcul informatique fondé sur les caractéristiques thermiques réelles du transformateur considéré, plutôt que sur les tableaux de charge décrits en section 3.

En l'état actuel des connaissances, l'importance d'une haute fiabilité pour les grandes unités en raison des conséquences d'une défaillance, ainsi que les considérations suivantes, rendent préférable d'adopter ici une approche plus conservatrice et plus spécifique que pour les plus petites unités.

- a) La combinaison du flux de fuite et du flux principal dans les noyaux ou les culasses du circuit magnétique rend les grands transformateurs plus vulnérables aux surexcitations que les transformateurs plus petits, en particulier lors de conditions de charge supérieure à la valeur assignée. L'augmentation du flux de fuite peut également causer un échauffement additionnel par courants de Foucault dans d'autres pièces métalliques.
- b) Les conséquences de la dégradation des propriétés mécaniques des isolants en fonction de la température et du temps, y compris la fatigue due à la dilatation thermique, peuvent être plus graves pour les grands que pour les petits transformateurs.

1.6.3 *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 about 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.

1.6.4 *Short-circuit withstand requirements*

During or directly after operation at load beyond nameplate rating, transformers may not comply with the thermal short-circuit requirement, as specified in IEC 76-5, which is 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.

1.6.5 *Voltage limitations*

Unless other limitations for variable flux voltage variations are known (see IEC 76-4, clauses 3, 4 and 5) the applied voltage should not exceed 1,05 times either the rated voltage (principal tapping) or the tapping voltage (other tapplings) on any winding of the transformer.

1.7 *Specific limitations for large power transformers*

1.7.1 *General*

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

As far as thermal deterioration of insulation is concerned, the same calculation method applies to all transformers. However, it is recommended that a computer calculation based on the actual thermal characteristics of the transformer under consideration be used rather than the loading tables in section 3.

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

a) The combination of leakage flux and main flux in the limbs or yokes of the magnetic circuit 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.

b) 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.

c) Les températures de point chaud hors des enroulements ne peuvent pas être obtenues au moyen d'un essai d'échauffement normal. Même s'il n'apparaît pas d'anomalies lors d'un tel essai effectué au courant assigné, on ne peut néanmoins en tirer de conclusions pour des courants plus élevés, la conception n'ayant pas forcément pris en compte cette extrapolation.

d) Les calculs d'échauffement du point chaud d'enroulement pour des valeurs supérieures au courant assigné, sur la base des résultats d'un essai d'échauffement au courant assigné, risquent d'être moins fiables pour les grands que pour les petits transformateurs.

1.7.2 Limitations de courant et de température

Il convient de ne pas dépasser les limites données dans le tableau 1 pour le courant de charge, la température du point chaud, la température de l'huile à la partie supérieure et la température des parties métalliques autres que les enroulements et les connexions mais néanmoins en contact avec de l'isolation solide. De plus, il y a lieu de remarquer que, lorsque le point chaud atteint des valeurs supérieures à 140 °C – 160 °C, des bulles de gaz peuvent se développer et compromettre la tenue diélectrique du transformateur (voir 1.4.1.2: Risques à court terme).

1.7.3 Accessoires, matériels associés et autres considérations

Voir 1.6.3.

1.7.4 Exigences de tenue au court-circuit

Voir 1.6.4.

1.7.5 Limitations de tension

Voir 1.6.5.

c) Hot-spot temperatures outside the windings cannot be obtained from a normal temperature-rise test. Even if such a test at 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.

d) 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.

1.7.2 *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 1. Moreover, it should be noted that, when the hot spot reaches temperatures above 140 °C to 160 °C, gas bubbles may develop which could jeopardize the dielectric strength of the transformer (see 1.4.1.2, Short-term risks).

1.7.3 *Accessory, equipment and other considerations*

Refer to 1.6.3.

1.7.4 *Short-circuit withstand requirements*

Refer to 1.6.4.

1.7.5 *Voltage limitations*

Refer to 1.6.5.

Section 2: Détermination des températures

2.1 Symboles

2.1.1 Symboles de base

- A** est l'amplitude de la variation annuelle de la température ambiante moyenne, en degrés kelvin;
- B** est l'amplitude de la variation quotidienne, en degrés kelvin;
- DX** est le jour le plus chaud de l'année;
- H** est le facteur de point chaud;
- I** est le courant de charge, en ampères;
- K** est le facteur de charge (courant de charge/courant assigné);
- L** est le vieillissement relatif pendant une certaine période de temps;
- R** est le rapport entre les pertes en charge au courant assigné et les pertes à vide;
- S** est la puissance assignée, en MVA;
- TX** est l'heure la plus chaude de la journée;
- V** est la vitesse relative de vieillissement;
- W** est le nombre de noyaux bobinés;
- g** est la différence de température entre l'enroulement et l'huile, en degrés kelvin;
- j** est un mois de l'année (utilisé dans les calculs de vieillissement et de point chaud sur une année entière);
- t** est la durée de la surcharge dans le profil de charge rectangulaire, en heures;
- z** est l'impédance de court-circuit, en pourcentage;
- θ** est la température, en degrés Celsius;
- τ** est la constante de temps;
- ON** indique un mode de refroidissement *ONAN* ou *ONAF*;
- OF** indique un mode de refroidissement *OFAF* ou *OFWF*;
- OD** indique un mode de refroidissement *ODAF* ou *ODWF*.

2.1.2 Préfixes

- Δ** indique un échauffement (par rapport à la température ambiante).

2.1.3 Exposants

- x** est l'exposant des pertes totales dans l'expression donnant l'échauffement de l'huile;
- y** est l'exposant du facteur de charge dans l'expression donnant l'échauffement d'enroulement;
- '** est relatif à la température du point chaud en mode de refroidissement OD.

Section 2: Determination of temperatures

2.1 Symbols

2.1.1 Basic symbols

- A** is the amplitude of yearly variation of daily mean ambient temperature in kelvins;
- B** is the amplitude of daily variation of ambient temperature in kelvins;
- DX** is the hottest day of a year;
- H** is the hot-spot factor;
- I** is the load current in amperes;
- K** is the load factor (load current/rated current);
- L** is the relative ageing over a certain period of time;
- R** is the ratio of load losses at rated current to no-load losses;
- S** is the power in MVA;
- TX** is the hottest hour of a day;
- V** is the relative ageing rate;
- W** is the number of wound limbs;
- g** is the winding to oil temperature difference in kelvins;
- j** is a month of a year (used in ageing and hot-spot calculations over a complete year);
- t** is the duration of the peak load in the rectangular load profile in hours;
- z** is the short-circuit impedance in per cent;
- θ** is the temperature in degrees Celsius;
- τ** is the time constant;
- ON** indicates either *ONAN* or *ONAF cooling*;
- OF** indicates either *OFAF* or *OFWF cooling*;
- OD** indicates either *ODAF* or *ODWF cooling*.

2.1.2 Prefixes

- Δ** indicates a temperature rise (in regard to ambient temperature).

2.1.3 Exponents

- x** is the exponential power of total losses versus oil temperature rise;
- y** is the exponential power of current versus winding temperature rise;
- '** applies to hot-spot temperature on OD cooling.

2.1.4 Indices (généralités)

- E correspond à la température ambiante pondérée;
- M correspond à la température ambiante pour le calcul du point chaud;
- W correspond à l'enroulement;
- a correspond à l'air ambiant (température);
- h correspond au point chaud (température);
- m correspond au facteur utilisé dans le calcul de la température maximale du point chaud;
- o correspond à l'huile;
- r indique une valeur assignée (lorsqu'il est utilisé, ce suffixe est toujours le dernier);
- t correspond à une température ou un échauffement au temps t ;
- y correspond à une valeur annuelle.

2.1.5 Indices spécifiques relatifs à la température de l'huile (lorsqu'un de ces suffixes est utilisé, il est toujours le premier)

- i correspond à l'huile à l'intérieur des enroulements, à la partie supérieure;
- im correspond à la température moyenne de l'huile dans les enroulements;
- b correspond à l'huile en bas de la cuve, du bobinage ou du réfrigérant;
- o correspond à l'huile dans la partie supérieure de la cuve;
- om correspond à la température moyenne de l'huile dans la cuve;
- e correspond à l'huile dans la partie supérieure du réfrigérant;
- em correspond à la température moyenne dans le réfrigérant;
- bt correspond à la température de l'huile au bas de la cuve au temps t ;
- bi correspond à la température initiale de l'huile en bas de la cuve;
- bu correspond à la température ultime de l'huile en bas de la cuve.

2.2 Mesure directe de la température du point chaud

Lors de la charge d'un transformateur, la limitation la plus critique est la température atteinte dans la zone la plus chaude de l'enroulement; il faut s'efforcer de déterminer cette température avec précision. La mesure directe (à l'aide de sondes à fibres optiques ou de dispositifs similaires) passe maintenant petit à petit en pratique. De telles mesures devraient améliorer la détermination de la température du point chaud par rapport aux méthodes de calcul mentionnées en 2.4.

2.3 Caractéristiques thermiques supposées

2.3.1 Simplifications apportées

Il ne faut pas oublier que les formules données dans ce guide s'appuient sur plusieurs simplifications. On fait l'hypothèse d'un diagramme thermique tel que celui représenté sur

2.1.4 *Suffixes (general)*

- E relates to weighted ambient temperature;
- M relates to ambient temperature for hot-spot calculation;
- W relates to winding;
- a relates to ambient (temperature);
- h relates to hot spot (temperature);
- m relates to factors used to calculate maximum hot-spot temperature;

- o relates to oil;
- r indicates rated quantity (if used, always the last suffix);
- t relates to temperature or temperature rise at time t ;
- y indicates yearly quantity.

2.1.5 *Specific suffixes relating to oil temperatures (if used, always the first suffixes)*

- i relates to oil in winding, at top;
- im relates to oil in winding, average;
- b relates to oil in winding, in tank or in heat exchanger, at bottom;
- o relates to oil in tank, at top;
- om relates to oil in tank, average;
- e relates to oil in heat exchanger, at top;
- em relates to oil in heat exchanger, average;
- bt relates to bottom oil temperature after time t ;
- bi relates to initial bottom oil temperature;
- bu relates to ultimate bottom oil temperature.

2.2 Direct measurement of hot-spot temperature

The most critical limitation in the loading of a transformer is the temperature reached in the hottest area of the winding and every effort should be made to determine this temperature with accuracy. Direct measurement (with fibre-optic probes or similar devices) is now becoming available. Such measurements should improve the determination of the hot-spot temperature as compared to the calculation method outlined in 2.4.

2.3 Assumed thermal characteristics

2.3.1 *Simplifications made*

It should be borne in mind that the formulae given in this guide are based on a number of simplifications. A thermal diagram is assumed, as shown in figure 1, on the understanding

la figure 1, étant entendu qu'un tel diagramme n'est que la simplification d'une distribution plus complexe. On a donc supposé les simplifications suivantes:

- a) la température de l'huile à l'intérieur des enroulements augmente linéairement depuis le bas jusqu'au sommet, quel que soit le mode de refroidissement;
- b) l'échauffement du conducteur le long de l'enroulement dans le sens ascendant croît linéairement, parallèlement à l'échauffement de l'huile, avec une différence constante g entre les deux droites (g étant la différence entre l'échauffement moyen par résistance et l'échauffement moyen de l'huile);
- c) l'échauffement du point chaud est supérieur à l'échauffement du conducteur au sommet de l'enroulement, comme le montre la figure 1, car une marge est nécessaire pour l'accroissement des pertes supplémentaires. Pour tenir compte de ces non-linéarités on prend, comme différence de température entre le point chaud et l'huile au sommet de l'enroulement, l'expression Hg . Ce facteur H peut varier de 1,1 à 1,5 suivant la taille du transformateur, l'impédance de court-circuit et la conception de l'enroulement. Pour établir les tableaux et figures de la section 3, on a utilisé une valeur de 1,1 dans le cas des transformateurs de distribution et de 1,3 dans le cas des transformateurs de moyenne et de grande puissance.

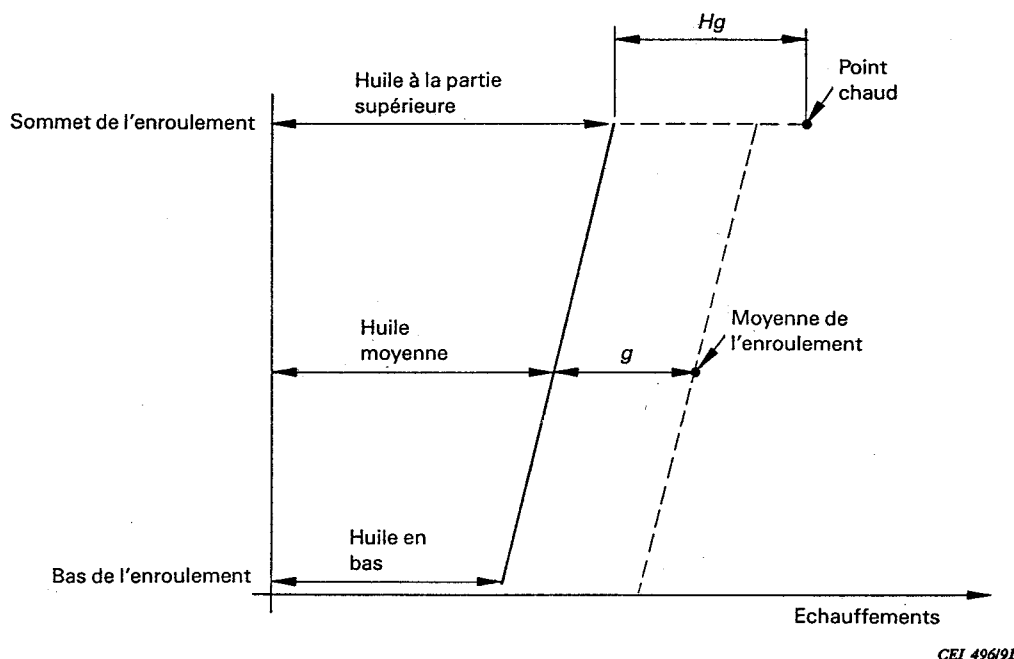


Figure 1 – Diagramme thermique

2.3.2 La température de l'huile à la partie supérieure, telle qu'elle est mesurée lors d'un essai d'échauffement, diffère de la température de l'huile sortant de l'enroulement. Cette différence est particulièrement marquée durant le régime transitoire qui suit l'apparition soudaine d'une charge de grande amplitude. En fait, l'huile à la partie supérieure est un mélange de divers flux d'huile ayant circulé le long et/ou à l'extérieur des divers enroulements.

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 windings increases linearly from bottom to top, whatever the cooling mode;
- b) the temperature rise of the conductor at any position up the winding increases linearly, parallel to the oil temperature rise, with a constant difference g between the two straight lines (g being the difference between the average temperature rise by resistance and the average oil temperature rise);
- c) the hot-spot temperature rise is higher than the temperature rise of the conductor at the top of the winding as shown in figure 1 because allowance has to be made for the increase in stray losses. To take account of these non-linearities, the difference in temperature between the hot-spot and the oil at the top of the winding is made equal to Hg . This H factor may vary from 1,1 to 1,5 depending on transformer size, short-circuit impedance and winding design. For the production of tables and figures in section 3, a value of 1,1 has been used for distribution transformers and 1,3 for medium and large power transformers.

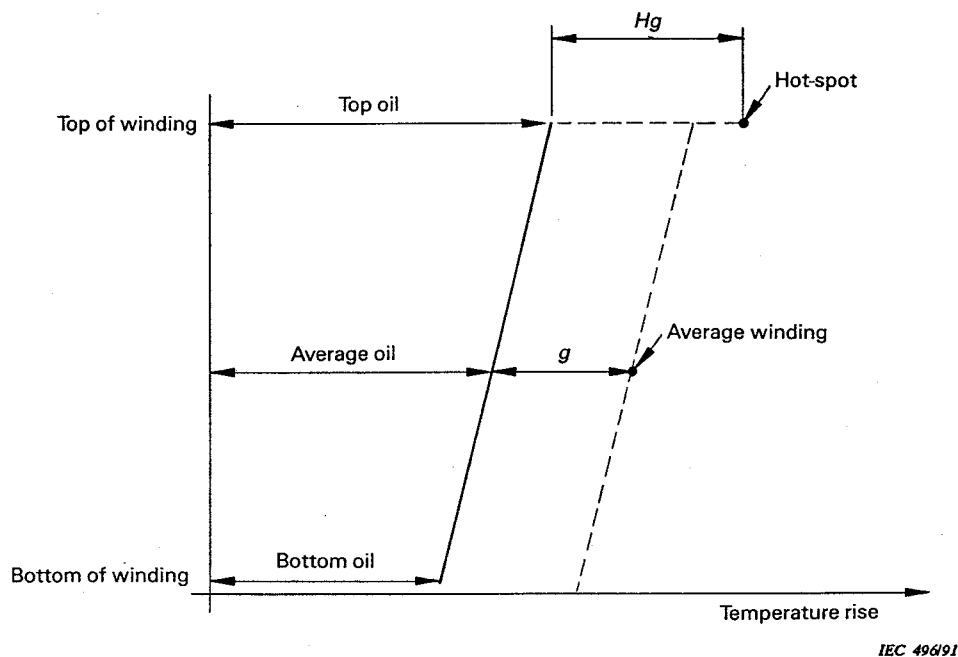


Figure 1 – Thermal diagram

2.3.2 The top-oil temperature, as measured during a temperature-rise test, differs from the temperature of the oil leaving the winding. This is especially so during the transitory period following inception of a sudden load of large magnitude. In fact, the top oil is a mixture of various oil flows which have circulated along and/or outside the various windings.

En refroidissement ON, la différence entre les enroulements principaux est normalement faible. On prend comme température de l'huile au sommet de l'enroulement, quel que soit l'enroulement, la température du mélange d'huile à la partie supérieure de la cuve.

Par contre, dans le cas des refroidissements OF et OD, on prend comme température de l'huile au sommet d'un enroulement la température de l'huile en bas majorée du double de la différence entre la température de l'huile moyenne à l'intérieur de l'enroulement considéré et la température de l'huile en bas.

Du fait des différences dans la distribution du débit d'huile, il faut traiter séparément les différents modes de refroidissement. Dans le cas des transformateurs ON et OF, on suppose que la circulation de l'huile dans l'enroulement est régie par le thermosiphon, alors que dans le cas des transformateurs OD la vitesse de l'huile est fixée principalement par la pompe et ne dépend donc pas de la température de l'huile.

2.3.3 Dans le cas des transformateurs OF et OD, il y a lieu de déterminer la température de l'huile moyenne au moyen de la meilleure méthode disponible, car le calcul de la température du point chaud en dépend directement. La CEI 76-2 spécifie plusieurs méthodes acceptables pour donner une valeur qui est utilisée seulement pour obtenir certaines corrections à appliquer à l'échauffement moyen de l'enroulement. Dans le cadre du présent guide, la méthode donnée en variante (voir annexe B) pour déduire des résultats d'essais la température de l'huile moyenne est préférée.

2.3.4 Comme la constante de temps des enroulements est habituellement très courte (5 min à 10 min), elle n'a qu'un effet limité sur la température du point chaud, même lors de courtes surcharges de valeur élevée. La durée de charge la plus courte considérée dans les tableaux de charge est de 30 min (section 3), on prend pour les calculs une constante de temps égale à zéro.

2.3.5 Pour calculer l'échauffement du point chaud en régime continu, cyclique ou autre, on peut obtenir les caractéristiques thermiques à partir de différentes sources:

- a) résultats d'un essai d'échauffement spécial comprenant la mesure directe de la température du point chaud ou de la température de l'huile au sommet à l'intérieur des enroulements (en l'absence d'une mesure directe du point chaud, le facteur de point chaud H ne peut être fourni que par le constructeur);
- b) résultats d'un essai d'échauffement normal;
- c) échauffements supposés au courant assigné.

Le tableau 2 donne des exemples de caractéristiques thermiques qui ont été utilisées pour établir les tableaux de charge de la section 3 de ce guide. Il faut noter que, dans le cas des grands transformateurs de puissance, si l'échauffement moyen d'enroulement au courant assigné se trouve à la limite de 65 K en refroidissement ON et OF, et de 70 K en refroidissement OD, il est possible, suivant la conception, que l'échauffement du point chaud au courant assigné dépasse 78 K.

For ON the difference between the main windings is normally not important. The oil temperature at the top of the winding is, for all windings, taken as equal to the temperature of the mixed top oil in the tank.

For OF and OD cooling, on the other hand, the oil temperature at the top of a winding is taken to be the bottom oil temperature plus twice the difference between the average oil temperature inside that particular winding and the bottom-oil temperature.

The different types of cooling have to be treated separately because of the differences in the oil flow. For ON and OF transformers it is assumed that the oil circulation in the winding is dictated by the thermal head while for OD transformers the rate of flow of the oil is mainly governed by the pump and thus is not dependent on the oil temperature.

2.3.3 For OF and OD transformers, the average oil temperature should be determined by the best available method, since the hot-spot temperature calculation is directly dependent on it. IEC 76-2 specifies a number of acceptable methods for providing a value that is used only to derive certain corrections to be applied to the average winding temperature rise. For the purpose of this guide, the alternative method for deriving the average oil temperature from test results is preferred (see annex B).

2.3.4 As the time constant of windings is usually very short (5 min to 10 min), it has only a limited effect on the hot-spot temperature, even under short loads of high values. Since the shortest peak load duration considered in the loading tables is 30 min (section 3), the time constant is taken as equal to zero in the calculation.

2.3.5 In order to calculate the hot-spot temperature rise under continuous, cyclic or other duties, different sources of thermal characteristics can be used:

- a) results of a special temperature-rise test including direct measurement of the hot-spot temperature or top-oil temperature inside the windings (in the absence of direct hot-spot measurement the hot-spot factor H can only be provided by the manufacturer);
- b) results of a normal temperature rise test;
- c) assumed temperature rises at rated current.

Table 2 provides examples of thermal characteristics used in the production of the loading tables in section 3. For large power transformers it should be noted that if the measured average winding temperature rise at rated current is at the limit of 65 K for ON and OF cooling, and 70 K for OD cooling, the hot-spot temperature rise at rated current may exceed 78 K, depending on the design.

Tableau 2 – Exemples de caractéristiques thermiques utilisées dans le calcul des tableaux de charge de la section 3

		Transformateurs de distribution	Transformateurs de moyenne et de grande puissance		
		ONAN	ON ..	OF ..	OD ..
Exposant huile	x	0,8	0,9	1,0	1,0
Exposant enroulement	y	1,6	1,6	1,6	2,0
Rapport de perte	R	5	6	6	6
Facteur de point chaud	H	1,1	1,3	1,3	1,3
Constante de temps huile	τ_o (h)	3,0	2,5	1,5	1,5
Température ambiante	θ_a (°C)	20	20	20	20
Echauffement du point chaud	$\Delta\theta_{hr}$ (K)	78	78	78	78
Echauffement moyen de l'enroulement	$\Delta\theta_{Wr}$ (K)	65	63	63	68
Gradient point chaud/huile au sommet	Hg_r (K)	23	26	22	29
Echauffement de l'huile moyenne	$\Delta\theta_{imr}$ (K)	44	43	46	46
Echauffement de l'huile au sommet de l'enroulement ¹⁾	$\Delta\theta_{ir}$ (K)	55	52	56	49
Echauffement de l'huile au bas	$\Delta\theta_{br}$ (K)	33	34	36	43

¹⁾ En refroidissement ON, on prend $\Delta\theta_{ir}$ égal à $\Delta\theta_{or}$.

2.4 Equations des températures en régime établi

2.4.1 Refroidissement ON

En refroidissement ON, pour toute charge K , la température finale du point chaud est égale à la somme de la température ambiante, de l'échauffement de l'huile à la partie supérieure et de la différence de température entre le point chaud et l'huile à la partie supérieure:

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

2.4.2 Refroidissement OF

En refroidissement OF, la méthode de calcul est fondée sur les températures de l'huile en bas et de l'huile moyenne, pour la raison expliquée en 2.3.2. Ainsi, pour toute charge K , la température ultime du point chaud est égale à la somme de la température ambiante, de l'échauffement de l'huile en bas, de la différence entre l'huile au sommet dans l'enroulement et l'huile en bas, et de la différence entre le point chaud et l'huile au sommet dans l'enroulement:

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{br} \left[\frac{1 + R K^2}{1 + R} \right]^x + 2 [\Delta\theta_{imr} - \Delta\theta_{br}] K^y + Hg_r K^y \quad (2)$$

Table 2 – Thermal characteristics used for the calculation of loading tables in section 3

			Distribution transformers	Medium and large power transformers		
			ONAN	ON ..	OF ..	OD ..
Oil exponent	x		0,8	0,9	1,0	1,0
Winding exponent	y		1,6	1,6	1,6	2,0
Loss ratio	R		5	6	6	6
Hot-spot factor	H		1,1	1,3	1,3	1,3
Oil time constant	τ_o	(h)	3,0	2,5	1,5	1,5
Ambient temperature	θ_a	(°C)	20	20	20	20
Hot-spot rise	$\Delta\theta_{hr}$	(K)	78	78	78	78
Average winding rise	$\Delta\theta_{Wr}$	(K)	65	63	63	68
Hot-spot to top-oil gradient	Hg_r	(K)	23	26	22	29
Average oil rise	$\Delta\theta_{imr}$	(K)	44	43	46	46
Top-of-winding oil rise ¹⁾	$\Delta\theta_{ir}$	(K)	55	52	56	49
Bottom-oil rise	$\Delta\theta_{br}$	(K)	33	34	36	43
1) For ON cooling, $\Delta\theta_{ir}$ is taken to be equal to $\Delta\theta_{or}$.						

2.4 Steady-state temperature equations

2.4.1 ON cooling

For ON cooling, the ultimate hot-spot temperature under any load K is equal to the sum of the ambient temperature, the top-oil temperature rise and the temperature difference between the hot-spot and the top-oil:

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

2.4.2 OF cooling

For OF cooling the calculation method is based on the bottom-oil and average oil temperature for the reason explained in 2.3.2. Thus the ultimate hot-spot temperature under any load K is equal to the sum of the ambient temperature, the bottom-oil temperature rise, the difference between the top-oil in the winding and the bottom-oil and the difference between the hot-spot and the top-oil in the winding:

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{br} \left[\frac{1 + R K^2}{1 + R} \right]^x + 2 [\Delta\theta_{imr} - \Delta\theta_{br}] K^y + Hg_r K^y \quad (2)$$

2.4.3 Refroidissement OD

En refroidissement OD, la méthode de calcul est fondamentalement la même qu'en refroidissement OF, sauf qu'il est ajouté un facteur de correction pour tenir compte de la variation de la résistance ohmique avec la température:

$$\theta'_h = \theta_h + 0,15 (\theta_h - \theta_{hr}) \quad (\text{pour } K > 1) \quad (3)$$

dans laquelle

θ_h est calculée en utilisant l'équation (2), sans faire intervenir les variations de la résistance ohmique;

θ_{hr} est la température du point chaud dans les conditions assignées.

Pour obtenir une formule plus précise, on peut consulter le fabricant.

2.4.4 Corrections aux équations

Théoriquement, lorsque l'on utilise les équations précédentes pour calculer la température finale du point chaud, il y a lieu d'effectuer plusieurs corrections, telles que la variation en fonction de la température pour:

- a) les pertes en charge;
- b) la relation entre les pertes par effet Joule et les pertes par courants de Foucault dans l'enroulement;
- c) la viscosité de l'huile.

Pour les systèmes de refroidissement ON et OF, le changement de viscosité par rapport à la température est compensé par la variation de résistance des enroulements. Dans le cadre du présent guide de charge, on considère que ces deux effets s'annulent.

En refroidissement OD, l'influence de la viscosité de l'huile sur les échauffements est faible. Il faut prendre en compte la variation de la résistance ohmique, par exemple à l'aide du terme correctif de l'équation (3).

2.5 Equation des températures en régime transitoire

Toute modification des conditions de charge est traitée comme une fonction en escalier. Le profil de charge rectangulaire considéré dans les tableaux de charge de la section 3 est constitué d'un échelon unique de montée, suivi plus tard d'un échelon unique de descente. Dans le cas d'une charge variant continuellement, la fonction en escalier est appliquée sur de petits intervalles de temps et le calcul de la température de point chaud nécessite un programme informatique (voir 2.8).

L'échauffement de l'huile (celui de l'huile en bas, par exemple) est donné, à la fin d'un intervalle de temps t , par:

$$\Delta\theta_{bt} = \Delta\theta_{bi} + (\Delta\theta_{bu} - \Delta\theta_{bi}) (1 - e^{-t/\tau_o}) \quad (4)$$

où

$\Delta\theta_{bi}$ est l'échauffement initial de l'huile en bas;

$\Delta\theta_{bu}$ est l'échauffement ultime de l'huile en bas pour la charge appliquée pendant cet intervalle de temps;

τ_o est la constante de temps de l'huile.

2.4.3 OD cooling

For OD cooling, the calculation method is basically the same as for OF cooling except that a correction term is added to take account of the variation in the ohmic resistance of conductors with temperature:

$$\theta'_h = \theta_h + 0,15 (\theta_h - \theta_{hr}) \quad (\text{for } K > 1) \quad (3)$$

where

θ_h is calculated without consideration of the influence of the ohmic-resistance variations using equation (2);

θ_{hr} is the hot-spot temperature at rated conditions.

The manufacturer may be consulted to obtain a more accurate formula.

2.4.4 Equation corrections

Theoretically, several corrections should be made using the foregoing equations in calculating the ultimate hot-spot temperature, such as for change with temperature in:

- a) load losses;
- b) relation between ohmic-resistance-dependent losses and eddy-current losses in the winding;
- c) oil viscosity.

For ON and OF cooling the viscosity change with temperature counteracts the effect of the ohmic-resistance variation of the conductors. For the purpose of this guide these effects are assumed to cancel each other.

For OD cooling, the influence of the oil viscosity on temperature rises is slight. The effect of the ohmic-resistance variation has to be considered, as in the case of the correction term in equation (3).

2.5 Transient temperature equations

Any change in load conditions is treated as a step function. The rectangular load profile considered in the loading tables of section 3 consists of a single step up followed some time later by a single step down. For a continually varying load, the step function is applied over a small time interval and the hot-spot temperature calculation requires a computer program (see 2.8).

The oil temperature rise (for bottom oil, for example) after time interval t is given by:

$$\Delta\theta_{bt} = \Delta\theta_{bi} + (\Delta\theta_{bu} - \Delta\theta_{bi}) (1 - e^{-t/\tau_o}) \quad (4)$$

where

$\Delta\theta_{bi}$ is the initial bottom-oil temperature rise;

$\Delta\theta_{bu}$ is the ultimate bottom-oil (steady state) temperature rise corresponding to the load applied during this time interval;

τ_o is the oil time constant.

Pour tout accroissement de la charge, la différence de température entre l'enroulement et l'huile augmente jusqu'à une nouvelle valeur avec une constante de temps caractéristique de l'enroulement. Pour la raison donnée en 2.3.4, cette constante de temps est négligée. Le dernier terme de l'équation (1) et les deux derniers termes de l'équation (2) atteignent instantanément la nouvelle valeur du nouveau facteur K^y .

2.6 Vieillissement thermique des isolants de transformateurs

2.6.1 Loi du vieillissement thermique

Si on pouvait négliger toutes les autres influences, l'isolation subirait tout de même une dégradation (vieillissement) de nature chimique. Ce processus est cumulatif et conduit à un point où l'isolation n'est plus acceptable d'après un certain critère retenu. Selon la loi d'Arrhenius sur la vitesse des réactions chimiques, l'intervalle de temps pour atteindre ce point final s'exprime par:

$$\text{durée de vie} = e^{(\alpha + \beta / T)} \quad (5)$$

où

α et β sont des constantes;

T est la température absolue.

Sur un intervalle de température limité, on peut exprimer cette relation selon l'expression exponentielle plus simple donnée par Montsinger:

$$\text{durée de vie} = e^{-p\theta} \quad (6)$$

où

p est une constante;

θ est la température en degrés Celsius.

NOTE - Ce guide utilise la relation de Montsinger qui est, tel que noté plus haut, une simplification de la loi générale d'Arrhenius sur la dégradation chimique/thermique qui est utilisée dans d'autres guides de charge (particulièrement en Amérique du Nord). Dans la plage de températures considérée dans le présent guide, la relation de Montsinger est jugée suffisamment précise et donne en fait une évaluation pessimiste de la dégradation thermique.

Toutefois, il n'existe pas de critère de fin de vie simple et unique qui puisse être utilisé pour exprimer quantitativement la durée de vie restante des isolants d'un transformateur; par contre, il est possible d'établir des comparaisons valables en se fondant sur la *vitesse de vieillissement*. Celle-ci est l'inverse de la durée de vie exprimée selon Montsinger:

$$\text{vitesse du vieillissement} = \text{constante} \times e^{p\theta}$$

La constante de l'équation dépend de beaucoup de choses, telles que la qualité initiale des produits celluloseux (composition des matières premières, additifs chimiques) et les paramètres d'environnement (teneur en eau, oxygène libre dans le système).

Toutefois, indépendamment de ces variations sur l'intervalle de température correspondant à des conditions réelles, entre 80 °C et 140 °C, on peut prendre une valeur constante pour le coefficient de variation de température, p . Il a une valeur telle que la vitesse de vieillissement double pour chaque incrément d'environ 6 K; on a retenu cette valeur comme base du présent guide.

La vitesse de vieillissement se réfère à la température du point chaud. Pour les transforma-

For any increase in load the temperature difference between winding and oil will rise to a new value with a time constant characteristic of the winding. For the reason stated in 2.3.4, this time constant is neglected. The last term of equation (1) and the last two terms of equation (2) assume instantaneously the value corresponding to the new factor K^y .

2.6 Thermal ageing of transformer insulation

2.6.1 Law of thermal ageing

If all other influences could be disregarded, the insulation system would still undergo deterioration (ageing) of a chemical nature. This process is cumulative and leads to a point where the system is no longer acceptable, by some selected criterion. According to the Arrhenius law of chemical reaction rate, the span of time up to this end point is expressed as:

$$\text{life duration} = e^{(\alpha + \beta / T)} \quad (5)$$

where

α and β are constants;

T is the absolute temperature.

Within a limited range of temperatures the relation can be approximated by the simpler exponential expression of Montsinger:

$$\text{life duration} = e^{-p\theta} \quad (6)$$

where

p is a constant;

θ is the temperature in degrees Celsius.

NOTE - This guide uses the Montsinger rule of thermal degradation which, as remarked above, is a simplified version of the Arrhenius law of general chemical/thermal degradation used in some other loading guides (particularly in North America). Over the temperature range considered in the present guide, the Montsinger rule is considered sufficiently accurate and, indeed, its application results in conservative estimates of thermal degradation.

There is, however, no simple and unique end-of-life criterion that can be used for quantitative statements about the remaining life of transformer insulation, but it is possible to make meaningful comparisons based *on rate of ageing* instead. This is the inverse of the lifetime – in Montsinger's form:

$$\text{rate of ageing} = \text{constant} \times e^{p\theta}$$

The constant in the equation is dependent on many things, such as the original quality of the cellulose products (raw material composition, chemical additives) and environmental parameters (moisture content, free oxygen in the system).

However, independent of those variations, the coefficient for temperature variation, p may be taken as a constant over the actual range of temperature between 80 °C and 140 °C. Its value is such that the rate of ageing doubles for every increment of approximately 6 K; this value has been assumed as the basis of the present guide.

La vitesse de vieillissement se réfère à la température du point chaud. Pour les transformateurs conformes à la CEI 76, 98 °C est la valeur de référence de cette grandeur, à la charge assignée et à la température ambiante normale. Dans le présent guide, la vitesse de vieillissement relative est prise égale à l'unité, pour cette température.

Dans de nombreux transformateurs l'isolation est réalisée avec des isolants de qualité thermique supérieure. Comme la CEI 76-2 ne considère pas cette classe de matériaux pour les transformateurs immergés dans l'huile, on peut tenir compte de l'amélioration du comportement thermique et préciser les échauffements admissibles par accord entre constructeur et utilisateur. Dans de nombreux cas, les transformateurs utilisant ces isolants ont une espérance de vie normale sur la base d'une température de point chaud de 110 °C.

2.6.2 Vitesse relative de vieillissement thermique

Dans le cas de transformateurs conçus conformément à la CEI 76, la vitesse relative de vieillissement thermique est prise égale à l'unité pour une température de point chaud de 98 °C, valeur qui correspond à un fonctionnement à une température ambiante de 20 °C et à un échauffement de point chaud de 78 K. La vitesse relative de vieillissement est définie comme étant:

$$V = \frac{\text{vitesse de vieillissement à } \theta_h}{\text{vitesse de vieillissement à } 98\text{ °C}} = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (7)$$

Comme on peut le voir plus bas, cette équation implique une très grande sensibilité de la vitesse relative de vieillissement à la température du point chaud:

θ_h	Vitesse relative de vieillissement
80	0,125
86	0,25
92	0,5
98	1,0
104	2,0
110	4,0
116	8,0
122	16,0
128	32,0
134	64,0
140	128,0

2.6.3 Calcul de la consommation de vie

La consommation de vie entraînée par des mois, des jours ou des heures de fonctionnement à une température de point chaud de 98 °C s'exprime en mois, jours ou heures normaux.

The rate of ageing is referred to the winding hot-spot temperature. For transformers designed in accordance with IEC 76, a usual reference value for this quantity at rated load and normal ambient temperature is 98 °C. In this guide, the relative rate of ageing at this temperature is taken as unity.

The insulation system of many transformers is provided with thermally upgraded insulation. As IEC 76-2 does not consider this class of materials for oil-immersed transformers, temperature-rise limits and improvement in thermal behaviour may be taken into account by agreement between the manufacturer and user. In many cases, transformers using this insulation have a normal life expectancy based on a hot-spot temperature of 110 °C.

2.6.2 Relative thermal-ageing rate

For transformers designed in accordance with IEC 76, the relative rate of thermal ageing is taken to be equal to unity for a hot-spot temperature of 98 °C, which corresponds to operation at an ambient temperature of 20 °C and a hot-spot temperature rise of 78 K. The relative ageing rate is defined as:

$$V = \frac{\text{ageing rate at } \theta_h}{\text{ageing rate at } 98\text{ °C}} = 2^{(\theta_h - 98)/6} \quad (7)$$

This function implies that the relative ageing rate is very sensitive to the hot-spot temperature as shown below:

θ_h	Relative ageing rate
80	0,125
86	0,25
92	0,5
98	1,0
104	2,0
110	4,0
116	8,0
122	16,0
128	32,0
134	64,0
140	128,0

2.6.3 Loss-of-life calculation

The loss of life caused by months, days or hours of operation at a hot-spot temperature of 98 °C is expressed in normal months, days or hours.

Si la charge et la température ambiante sont constantes pendant une période, la consommation relative de vie est égale à $V \times t$, t étant la période considérée. Il en est de même dans le cas d'un fonctionnement à charge constante et à température ambiante variable, si on utilise l'ambiante pondérée (voir 2.7).

Généralement, lorsque les conditions de fonctionnement et la température ambiante ne sont pas constantes, la vitesse relative de vieillissement varie avec le temps. Le vieillissement relatif (ou la consommation relative de vie) sur une certaine période de temps est alors égal à:

$$L = \frac{1}{t} \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{ou} \quad L = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N V \quad (8)$$

où

n est le numéro d'ordre de l'intervalle de temps;

N est le nombre total d'intervalles de temps égaux.

2.7 Température ambiante

2.7.1 Généralités

Dans le cas des transformateurs du type extérieur à refroidissement par air, on prend pour ambiante la température réelle de l'air. Dans le cas des transformateurs de distribution du type intérieur, la correction sur la température ambiante est donnée en 2.7.6. Dans le cas des transformateurs à refroidissement par eau, la température ambiante est la température de l'eau à l'entrée du système; celle-ci varie moins, dans le temps, que la température de l'air.

Si la durée de la surcharge est supérieure à quelques heures, il faut faire intervenir les variations de la température ambiante. Selon la préférence de l'utilisateur, on peut prendre en compte ces variations à l'aide d'une des méthodes suivantes:

- a) une température ambiante pondérée peut être utilisée pour le calcul du vieillissement thermique, combinée avec la valeur moyenne des maximums mensuels pour le calcul de la température maximum du point chaud (2.7.2 et 2.7.3);
- b) on peut utiliser directement le profil des températures réelles (2.7.4);
- c) on peut obtenir une approximation de la variation de la température ambiante à l'aide d'une fonction sinusoïdale double (2.7.5).

2.7.2 Température ambiante pondérée, θ_E

Si la température ambiante varie de façon appréciable pendant le cycle de charge, il convient d'utiliser une valeur pondérée dans les calculs thermiques, car l'ambiante pondérée sera supérieure à la moyenne arithmétique.

La température ambiante pondérée est une constante, température ambiante fictive qui, pendant une période de temps spécifique, provoque le même vieillissement des isolants qu'une température ambiante variable agissant au cours de cette période (qui peut s'étendre sur des jours, des mois ou une année).

If the load and ambient temperature are constant during a period, the relative loss of life is equal to $V \times t$, t being the period under consideration. The same applies to a constant operating condition and a variable ambient temperature if the weighted ambient is used (see 2.7).

Generally, when operating conditions and ambient temperature are changing, the relative ageing rate varies with time. The relative ageing (or relative loss of life) over a certain period of time is then equal to:

$$L = \frac{1}{t} \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad \text{ou} \quad L = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N V \quad (8)$$

where

n is the number of each time interval;

N is the total number of equal time intervals.

2.7 Ambient temperature

2.7.1 General

For outdoor air-cooled transformers, the actual air temperature is taken as ambient. For indoor distribution transformers, the ambient-temperature correction is given in 2.7.6. For water-cooled transformers, the ambient temperature is the temperature of the incoming water which shows less variation in time than air.

If the peak load duration is longer than a few hours, the variations of ambient temperature have to be taken into account. Depending on the user's preference these variations can be considered under either of the following methods:

- a) a weighted ambient temperature can be used for the thermal ageing calculation, combined with the mean value of monthly maxima for the maximum hot-spot temperature calculation (2.7.2 and 2.7.3);
- b) the actual temperature profile can be used directly (2.7.4);
- c) the ambient temperature variation can be approximated by a double sinusoidal function (2.7.5).

2.7.2 Weighted ambient temperature, θ_E

If the ambient temperature varies appreciably during the load cycle, then a weighted value should be used in the thermal calculation because the weighted ambient will be higher than the arithmetic average.

The weighted ambient temperature is a constant, fictitious ambient temperature which, during a specific time, causes the same ageing of the insulation as a variable ambient temperature acting during that time (which may be days, months or a year).

Dans le cas où un accroissement de température de 6 K double la vitesse de vieillissement et où on peut admettre que la variation de la température ambiante est sinusoïdale, la température ambiante pondérée est égale à:

$$\theta_E = \bar{\theta} + 0,01 (\Delta\bar{\theta})^{1,85} \quad (9)$$

où

$\bar{\theta}$ est la température moyenne;

$\Delta\bar{\theta}$ est l'écart de température sur la période considérée (différence entre valeur moyenne des maximums et valeur moyenne des minimums).

Le facteur de correction à appliquer à la température moyenne peut aussi être tiré de la figure 2 qui illustre la formule ci-dessus.

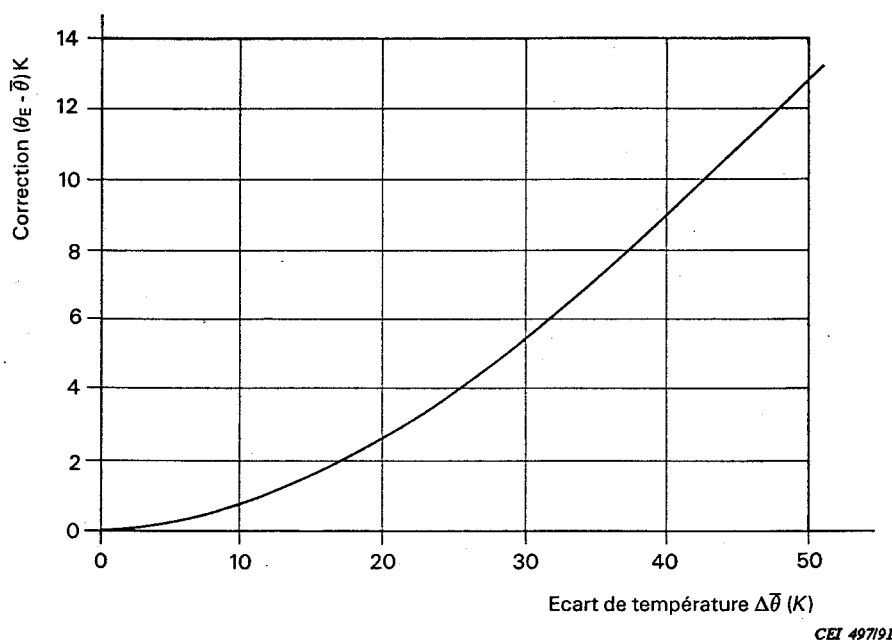


Figure 2 – Correction entre les valeurs pondérée et moyenne de la température

2.7.3 Température ambiante pour le calcul du point chaud, θ_M

La température ambiante pondérée peut être utilisée pour le calcul du vieillissement thermique, mais elle ne peut pas être utilisée pour vérifier la température maximale du point chaud atteinte au cours de la période de surcharge. Pour ce faire, il est recommandé de prendre la valeur moyenne des maximums mensuels. L'utilisation du maximum absolu est déconseillée au regard de la faible probabilité d'occurrence de cette valeur et de l'effet de la constante de temps de l'huile.

2.7.4 Température ambiante variant de façon continue

Lorsque les calculs de vieillissement et de température du point chaud sont limités à quelques jours de fonctionnement avec une charge supérieure à la valeur assignée portée sur la plaque signalétique, il peut être plus judicieux d'utiliser le profil réel de la variation de température prévu pour cette période. Le profil de température ambiante doit alors être mis sous la forme d'un ensemble de valeurs discrètes correspondant à l'intervalle de temps choisi pour décrire la variation de la charge.

For the case where a temperature increase of 6 K doubles the ageing rate and the ambient temperature can be assumed to vary sinusoidally, the weighted ambient temperature is equal to:

$$\theta_E = \bar{\theta} + 0,01 (\Delta\bar{\theta})^{1,85} \quad (9)$$

where

$\bar{\theta}$ is the mean temperature;

$\Delta\bar{\theta}$ is the temperature range for the period under consideration (mean value of maxima minus mean value of minima).

The correction factor to be applied to the average temperature can also be derived from figure 2, which is an illustration of the above formula.

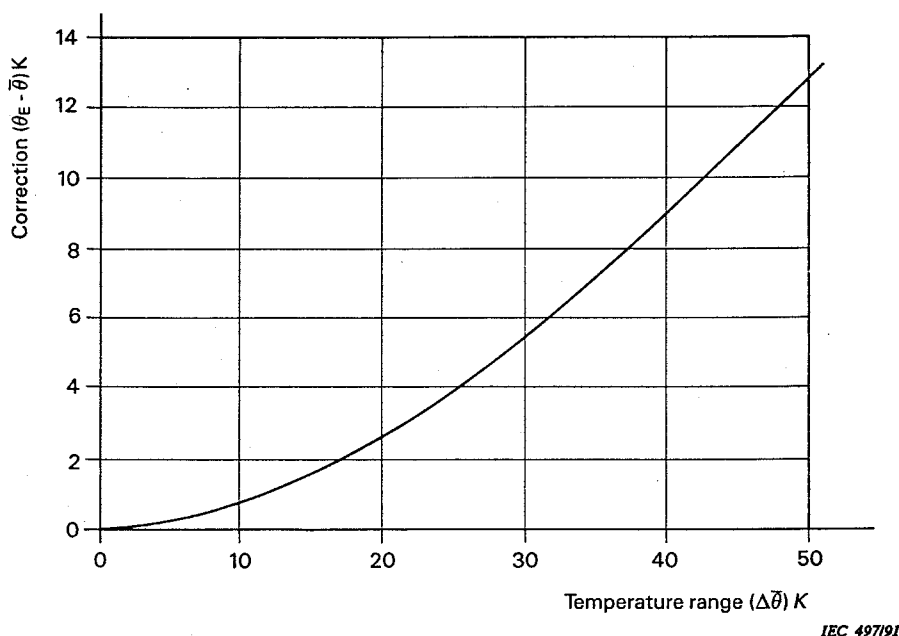


Figure 2 – Correction between weighted and average ambient temperature as a function of the temperature range

2.7.3 Ambient temperature for hot-spot calculation, θ_M

The weighted ambient temperature can be used for the calculation of thermal ageing but cannot be used to check the maximum hot-spot temperature reached during the peak load period. For this purpose it is recommended that the mean value of the monthly maxima be taken. Use of the absolute maximum is not considered wise in view of the low probability of occurrence of this value and the effect of the oil time constant.

2.7.4 Continuously varying ambient temperature

When the ageing and hot-spot temperature calculations are limited to a few days of operation with load beyond nameplate rating, it may be found more suitable to use the actual temperature variation profile that is expected for that period. The ambient temperature profile has then to be expressed in a set of discrete values corresponding to the time interval chosen to describe the load variation.

2.7.5 Température ambiante variant de façon sinusoïdale

Pour des calculs portant sur plusieurs jours ou mois, il peut être plus commode de considérer la température ambiante comme une double fonction sinusoïdale, la première représentant la variation de température sur toute une année et la seconde la variation journalière.

$$\theta_a = \theta_{ay} + A \cos \frac{2\pi}{365} (\text{jour} - DX) + (B \text{ ou } B_m) \cos \frac{2\pi}{24} (\text{heure} - TX) \quad (10)$$

où

- θ_{ay} est la température ambiante annuelle moyenne, en degrés Celsius;
- A est l'amplitude de la variation annuelle de la température ambiante journalière moyenne, en kelvins;
- B est l'amplitude de la variation journalière pour le calcul de la vitesse de vieillissement, en kelvins;
- B_m est l'amplitude de la variation journalière pour le calcul de la température maximale du point chaud, en kelvins;
- DX est le jour le plus chaud de l'année;
- TX est l'heure la plus chaude du jour;
- jour est le numéro d'ordre du jour, par exemple 1^{er} février = 32;
- heure est l'heure du jour, par exemple 13 h 15 = 13,25.

Le calcul de ces paramètres implique l'utilisation d'un programme informatique séparé, comme on le montre dans l'annexe D, avec l'entrée de quatre températures caractéristiques pour chaque mois de l'année.

2.7.6 Correction de la température ambiante pour transformateur à l'intérieur d'une enceinte

Un transformateur qui fonctionne à l'intérieur d'une enceinte est soumis à un suréchauffement qui est environ la moitié de l'échauffement de l'air dans cette enceinte. Des essais ont montré que le suréchauffement de l'huile à la partie supérieure variait avec le courant de charge à peu près comme l'échauffement à la partie supérieure.

Pour des transformateurs installés dans une enceinte métallique ou en béton, il faut donc remplacer, dans l'équation (1), $\Delta\theta_{or}$ par $\Delta\theta'_{or}$:

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

où

$\Delta(\Delta\theta_{or})$ est le suréchauffement de l'huile à la partie supérieure, pour la charge assignée. Il est recommandé de déterminer ce suréchauffement par des essais; mais lorsqu'on ne dispose pas de tels résultats d'essai on peut utiliser, comme guide, les valeurs données dans le tableau 3 pour différents types d'enceintes. Il convient de diviser ces valeurs par deux pour obtenir approximativement le suréchauffement de l'huile à la partie supérieure.

2.7.5 Sinusoidal temperature variation

For calculations over many days or months, it may be more convenient to consider the ambient temperature as a double sinusoidal function, the first describing the year-round temperature variation, the second the daily variation.

$$\theta_a = \theta_{ay} + A \cos \frac{2\pi}{365} (\text{day} - DX) + (B \text{ ou } B_m) \cos \frac{2\pi}{24} (\text{hour} - TX) \quad (10)$$

where

θ_{ay} is the yearly average ambient temperature in degrees Celsius;

A is the amplitude of yearly variation of daily mean ambient temperature in kelvins;

B is the amplitude of daily variation for ageing-rate calculation in kelvins;

B_m is the amplitude of daily variation for calculation of maximum hot-spot temperature in kelvins;

DX is the hottest day of a year;

TX is the hottest hour of a day;

day is the day number, for example 1st February = 32;

hour is the hour of the day, for example 1.15 p.m. = 13,25.

Calculation of these parameters implies the use of a separate computer program, as shown in annex D, with the input of four characteristic temperatures for each month of the year.

2.7.6 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. Tests have shown that the top-oil extra temperature rise varies with the load current more or less as the top-oil temperature rise would do.

For transformers installed in a metal or concrete enclosure, $\Delta\theta_{or}$ in equation 1 should therefore be replaced by $\Delta\theta'_{or}$ as follows:

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

where

$\Delta(\Delta\theta_{or})$ is the extra top-oil temperature rise under rated load. It is recommended that this extra temperature rise be determined by tests, but when such test results are not available, the values given in table 3 for different types of enclosure may be used as a guide. These values should be divided by two to obtain the approximate extra top-oil temperature rise.

Tableau 3 – Augmentation de la température ambiante provoquée par l'enceinte

1	2	3	4	5	6
Type d'enceinte	Nombre de transformateurs installés	Correction (à ajouter à la température ambiante pondérée) °C			
		Dimensionnement du transformateur kVA			
		250	500	750	1 000
Cellules enterrées 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 médiocre	1	7	8	9	10
	2	8	9	10	12
	3	10	13	15	17
Bâtiments avec bonne ventilation naturelle, cellules enterrées et installations en sous-sol 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	—
NOTES 1 Pour l'estimation des chiffres de correction de température ci-dessus, on a considéré des conditions typiques de charge d'un poste et on a utilisé des valeurs représentatives de pertes de transformateur. Ces chiffres ont été établis à partir des résultats d'une série d'essais en refroidissement naturel et en refroidissement forcé dans des cellules et dans des postes souterrains, et à partir de mesures diverses dans des postes et des cabines. 2 Dans le cas où l'enceinte est une cabine préfabriquée, cette correction n'est pas nécessaire lorsque l'essai d'échauffement a été effectué sur le transformateur installé dans sa cabine en tant qu'unité complète. 3 Ce tableau est extrait de la norme australienne AS 1078 (1984) «Guide de charge des transformateurs immergés dans l'huile».					

2.8 Programme informatique

2.8.1 Ordinogramme

On détermine le facteur de charge applicable à un transformateur donné, pour un profil de charge donné, pour une variation spécifique de la température ambiante et pour des limites de température de point chaud et de vieillissement préétablies, à l'aide d'une méthode itérative qui nécessite des calculs par ordinateur. La figure 3 présente, pour une telle méthode itérative, un canevas d'ordinogramme qui regroupe les idées fondamentales exprimées dans ce guide.

Dans le cas d'une nouvelle installation pour laquelle les conditions de charge et de température ambiante sont connues, et si l'objectif est d'aider le planificateur de réseau à choisir les valeurs assignées appropriées, on utilise une méthode itérative semblable.

Table 3 – Correction for increase in ambient temperature due to enclosure

1	2	3	4	5	6
Type of enclosure	Number of transformers installed	Correction (to be added to weighted ambient temperature) °C			
		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	—
NOTES 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. 2 This correction for enclosures in kiosks is not necessary when the temperature-rise test has been carried out on the transformer in the kiosk as one complete unit. 3 This table is an excerpt from Australian Standard AS 1078 (1984) "Guide to loading of oil-immersed transformers".					

2.8 Computer program

2.8.1 Logic diagram

The determination of the load factor applicable to a given transformer under a given load profile, a specific ambient-temperature variation and a preset limit on hot-spot temperature and ageing is an iterative procedure that requires computer calculations. A basic logic diagram of such an iterative procedure incorporating the fundamental ideas expressed in this guide is shown in figure 3.

A similar iterative procedure is used if the objective is to help the system planner to choose appropriate rated quantities for a new installation where the loading and ambient temperature conditions are known.