

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Power transformers –
Part 1: General**

**Transformateurs de puissance –
Partie 1: Généralités**



THIS PUBLICATION IS COPYRIGHT PROTECTED

Copyright © 2000 IEC, Geneva, Switzerland

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

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

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

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

IEC Central Office
3, rue de Varembe
CH-1211 Geneva 20
Switzerland
Email: inmail@iec.ch
Web: www.iec.ch

About the IEC

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

About IEC publications

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

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

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 It also gives information on projects, withdrawn and replaced publications.

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

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

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

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

Email: csc@iec.ch

Tel.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

A propos de la CEI

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

A propos des publications CEI

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

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

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

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

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

- Electropedia: www.electropedia.org

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

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

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

Email: csc@iec.ch

Tél.: +41 22 919 02 11

Fax: +41 22 919 03 00

INTERNATIONAL STANDARD

NORME INTERNATIONALE

**Power transformers –
Part 1: General**

**Transformateurs de puissance –
Partie 1: Généralités**

INTERNATIONAL
ELECTROTECHNICAL
COMMISSION

COMMISSION
ELECTROTECHNIQUE
INTERNATIONALE

PRICE CODE
CODE PRIX

CN

CONTENTS

	Page
FOREWORD	4
Clause	
1 Scope and service conditions.....	5
1.1 Scope	5
1.2 Service conditions.....	5
2 Normative references.....	6
3 Definitions.....	7
3.1 General.....	7
3.2 Terminals and neutral point.....	8
3.3 Windings.....	9
3.4 Rating.....	10
3.5 Tappings.....	11
3.6 Losses and no-load current.....	13
3.7 Short-circuit impedance and voltage drop.....	13
3.8 Temperature rise	14
3.9 Insulation.....	14
3.10 Connections.....	14
3.11 Kinds of tests.....	15
3.12 Meteorological data with respect to cooling.....	16
4 Rating.....	16
4.1 Rated power	16
4.2 Loading cycle.....	17
4.3 Preferred values of rated power.....	17
4.4 Operation at higher than rated voltage and/or at disturbed frequency.....	17
5 Requirements for transformers having a tapped winding	17
5.1 General – Notation of tapping range	17
5.2 Tapping voltage – tapping current. Standard categories of tapping voltage variation. Maximum voltage tapping	18
5.3 Tapping power. Full-power tappings – reduced-power tappings	21
5.4 Specification of tappings in enquiry and order.....	22
5.5 Specification of short-circuit impedance.....	22
5.6 Load loss and temperature rise.....	23
6 Connection and phase displacement symbols for three-phase transformers	23
7 Rating plates.....	26
7.1 Information to be given in all cases.....	26
7.2 Additional information to be given when applicable	26
8 Miscellaneous requirements.....	27
8.1 Dimensioning of neutral connection	27
8.2 Oil preservation system	27
8.3 Load rejection on generator transformers.....	28
9 Tolerances.....	28

Clause	Page
10 Tests	3 0
10.1 General requirements for routine, type and special tests	30
10.2 Measurement of winding resistance	3 1
10.3 Measurement of voltage ratio and check of phase displacement	3 2
10.4 Measurement of short-circuit impedance and load loss	3 2
10.5 Measurement of no-load loss and current	3 2
10.6 Measurement of the harmonics of the no-load current	3 3
10.7 Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers	3 3
10.8 Tests on on-load tap-changers	3 4
11 Electromagnetic compatibility (EMC)	3 4
 Annex A (normative) Information required with enquiry and order	3 5
Annex B (informative) Examples of specifications for transformers with tapplings	3 8
Annex C (informative) Specification of short-circuit impedance by boundaries	4 0
Annex D (informative) Three-phase transformer connections	4 1
Annex E (normative) Temperature correction of load loss	4 4
Annex F (informative) Bibliography	4 5
 Figure 1a) – Constant flux voltage variation CFVV	2 0
Figure 1b) – Variable flux voltage variation VFVV	2 0
Figure 1c) – Combined voltage variation CbVV	2 1
Figure 2 – Illustration of 'clock number' notation – three examples	2 4
Figure C.1 – Example of specification of short-circuit impedance by boundaries	4 0
Figure D.1 – Common connections	4 1
Figure D.2 – Additional connections	4 2
Figure D.3 – Designation of connections of three-phase auto-transformers by connection symbols. Auto-transformer Ya0.	4 3
Figure D.4 – Example of three single-phase transformers connected to form a three-phase bank (connection symbol Yd5)	4 3

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

POWER TRANSFORMERS –

Part 1: General

FOREWORD

- 1) The IEC (International Electrotechnical Commission) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). The object of the IEC is to promote international co-operation on all questions concerning standardization in the electrical and electronic fields. To this end and in addition to other activities, the IEC publishes International Standards. Their preparation is entrusted to technical committees; any IEC National Committee interested in the subject dealt with may participate in this preparatory work. International, governmental and non-governmental organizations liaising with the IEC also participate in this preparation. The IEC collaborates closely with the International Organization for Standardization (ISO) in accordance with conditions determined by agreement between the two organizations.
- 2) The formal decisions or agreements of the IEC on technical matters express, as nearly as possible, an international consensus of opinion on the relevant subjects since each technical committee has representation from all interested National Committees.
- 3) The documents produced have the form of recommendations for international use and are published in the form of standards, technical specifications, technical reports or guides and they are accepted by the National Committees in that sense.
- 4) In order to promote international unification, IEC National Committees undertake to apply IEC International Standards transparently to the maximum extent possible in their national and regional standards. Any divergence between the IEC Standard and the corresponding national or regional standard shall be clearly indicated in the latter.
- 5) The IEC provides no marking procedure to indicate its approval and cannot be rendered responsible for any equipment declared to be in conformity with one of its standards.
- 6) Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. The IEC shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

This International Standard has been prepared by IEC by technical committee 14: Power transformers.

This consolidated version of IEC 60076-1 consists of the second edition (1993) [documents 14(CO)75 and 14(CO)77], its amendment 1 (1999) [documents 14/344/FDIS and 14/345/RVD] and its corrigendum of June 1997.

The technical content is therefore identical to the base edition and its amendment and has been prepared for user convenience.

It bears the edition number 2.1.

A vertical line in the margin shows where the base publication has been modified by amendment 1.

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

Part 1:1993, General.

Part 2:1993, Temperature rise.

Part 3:1980, Insulation levels and dielectric tests.

Part 5:1976, Ability to withstand short circuit.

Annexes A and E form an integral part of this standard.

Annexes B, C, D and F are for information only.

POWER TRANSFORMERS –

Part 1: General

1 Scope and service conditions

1.1 Scope

This part of International Standard IEC 60076 applies to three-phase and single-phase power transformers (including auto-transformers) with the exception of certain categories of small and special transformers such as:

- single-phase transformers with rated power less than 1 kVA and three-phase transformers less than 5 kVA;
- instrument transformers;
- transformers for static convertors;
- traction transformers mounted on rolling stock;
- starting transformers;
- testing transformers;
- welding transformers.

When IEC standards do not exist for such categories of transformers, this part of IEC 60076 may still be applicable either as a whole or in part.

For those categories of power transformers and reactors which have their own IEC standards, this part is applicable only to the extent in which it is specifically called up by cross-reference in the other standard.*

At several places in this part it is specified or recommended that an 'agreement' shall be reached concerning alternative or additional technical solutions or procedures. Such agreement is to be made between the manufacturer and the purchaser. The matters should preferably be raised at an early stage and the agreements included in the contract specification.

1.2 Service conditions

1.2.1 Normal service conditions

This part of IEC 60076 gives detailed requirements for transformers for use under the following conditions:

a) Altitude

A height above sea-level not exceeding 1 000 m (3 300 ft).

b) Temperature of ambient air and cooling medium

A temperature of ambient air not below $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ and not above $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$. For water-cooled transformers, a temperature of cooling water at the inlet not exceeding $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

* Such standards exist for dry-type transformers (IEC 60726), for reactors in general (IEC 60289), for traction transformers and reactors (IEC 60310), and are under preparation for static convertor transformers.

Further limitations, with regard to cooling are given for:

- oil-immersed transformers in IEC 60076-2;
- dry-type transformers in IEC 60726.

c) Wave shape of supply voltage

A supply voltage of which the wave shape is approximately sinusoidal.

NOTE This requirement is normally not critical in public supply systems but may have to be considered in installations with considerable convertor loading. In such cases there is a conventional rule that the deformation shall neither exceed 5 % total harmonic content nor 1 % even harmonic content. Also note the importance of current harmonics for load loss and temperature rise.

d) Symmetry of three-phase supply voltage

For three-phase transformers, a set of three-phase supply voltages which are approximately symmetrical.

e) Installation environment

An environment with a pollution rate (see IEC 60137 and IEC 60815) that does not require special consideration regarding the external insulation of transformer bushings or of the transformer itself.

An environment not exposed to seismic disturbance which would otherwise require special consideration in the design. (This is assumed to be the case when the ground acceleration level a_g is below 2 m/s.)*

1.2.2 Provision for unusual service conditions

Any unusual service conditions which may lead to special consideration in the design of a transformer shall be stated in the enquiry and the order. These may be factors such as high altitude, extreme high or low temperature, tropical humidity, seismic activity, severe contamination, unusual voltage or load current wave shapes and intermittent loading. They may also concern conditions for shipment, storage and installation, such as weight or space limitations (see annex A).

Supplementary rules for rating and testing are given in other publications for:

- Temperature rise and cooling in high ambient temperature or at high altitude: IEC 60076-2 for oil-immersed transformers, and IEC 60726 for dry-type transformers.
- External insulation at high altitude: IEC 60076-3 and IEC 60076-3-1 for oil-immersed transformers, and IEC 60726 for dry-type transformers.

2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this part of IEC 60076. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this part of IEC 60076 are encouraged to investigate the possibility of applying the most recent edition of the normative documents indicated below. Members of IEC and ISO maintain registers of currently valid International Standards.

* See IEC 60068-3-3.

IEC 60050(421):1990, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 421: Power transformers and reactors*

IEC 60068-3-3:1991, *Environmental testing – Part 3: Guidance. Seismic test methods for equipments*

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

IEC 60076-3:1980, *Power transformers – Part 3: Insulation levels and dielectric tests*

IEC 60076-3-1:1987, *Power transformers – Part 3: Insulation levels and dielectric tests. External clearances in air*

IEC 60076-5:1976, *Power transformers – Part 5: Ability to withstand short circuit*

IEC 60137:1984, *Bushings for alternating voltages above 1 000 V*

IEC 60354:1991, *Loading guide for oil-immersed power transformers*

IEC 60529:1989, *Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)*

IEC 60551:1987, *Determination of transformer and reactor sound levels*

IEC 60606:1978, *Application guide for power transformers*

IEC 60726:1982, *Dry-type power transformers*

IEC 60815:1986, *Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions*

IEC 60905:1987, *Loading guide for dry-type power transformers*

ISO 3:1973, *Preferred numbers – Series of preferred numbers*

ISO 9001:1987, *Quality systems – Model for quality assurance in design/development, production, installation and servicing*

3 Definitions

For the purpose of this part of IEC 60076, the following definitions shall apply. Other terms use the meanings ascribed to them in the International Electrotechnical Vocabulary (IEV).

3.1 General

3.1.1

power transformer

a static piece of apparatus with two or more windings which, by electromagnetic induction, transforms a system of alternating voltage and current into another system of voltage and current usually of different values and at the same frequency for the purpose of transmitting electrical power [IEV 421-01-01, modified]

3.1.2

auto-transformer*

a transformer in which at least two windings have a common part [IEV 421-01-11]

3.1.3

booster transformer

a transformer of which one winding is intended to be connected in series with a circuit in order to alter its voltage and/or shift its phase. The other winding is an energizing winding [IEV 421-01-12, modified]

3.1.4

oil-immersed type transformer

a transformer of which the magnetic circuit and windings are immersed in oil [IEV 421-01-14]

NOTE For the purpose of this part any insulating liquid, mineral oil or other product, is regarded as oil.

3.1.5

dry-type transformer

a transformer of which the magnetic circuit and windings are not immersed in an insulating liquid [IEV 421-01-16]

3.1.6

oil preservation system

the system in an oil-immersed transformer by which the thermal expansion of the oil is accommodated. Contact between the oil and external air may sometimes be diminished or prevented

3.2 Terminals and neutral point

3.2.1

terminal

a conducting element intended for connecting a winding to external conductors

3.2.2

line terminal

a terminal intended for connection to a line conductor of a network [IEV 421-02-01]

3.2.3

neutral terminal

a) For three-phase transformers and three-phase banks of single-phase transformers:

The terminal or terminals connected to the common point (the neutral point) of a star-connected or zigzag connected winding.

b) For single-phase transformers:

The terminal intended for connection to a neutral point of a network [IEV 421-02-02, modified]

3.2.4

neutral point

the point of a symmetrical system of voltages which is normally at zero potential

3.2.5

corresponding terminals

terminals of different windings of a transformer, marked with the same letter or corresponding symbol [IEV 421-02-03]

* Where there is a need to express that a transformer is not auto-connected, use is made of terms such as separate winding transformer, or double-wound transformer (see IEV 421-01-13).

3.3 Windings

3.3.1 winding

the assembly of turns forming an electrical circuit associated with one of the voltages assigned to the transformer

NOTE For a three-phase transformer, the 'winding' is the combination of the phase windings (see 3.3.3).
[IEV 421-03-01, modified]

3.3.2 tapped winding

a winding in which the effective number of turns can be changed in steps

3.3.3 phase winding

the assembly of turns forming one phase of a three-phase winding

NOTE The term 'phase winding' should not be used for identifying the assembly of all coils on a specific leg.
[IEV 421-03-02, modified]

3.3.4 high-voltage winding*

the winding having the highest rated voltage [IEV 421-03-03]

3.3.5 low-voltage winding*

the winding having the lowest rated voltage [IEV 421-03-04]

NOTE For a booster transformer, the winding having the lower rated voltage may be that having the higher insulation level.

3.3.6 intermediate-voltage winding*

a winding of a multi-winding transformer having a rated voltage intermediate between the highest and lowest winding rated voltages [IEV 421-03-05]

3.3.7 auxiliary winding

a winding intended only for a small load compared with the rated power of the transformer [IEV 421-03-08]

3.3.8 stabilizing winding

a supplementary delta-connected winding provided in a star-star-connected or star-zigzag-connected transformer to decrease its zero-sequence impedance, see 3.7.3 [IEV 421-03-09, modified]

NOTE A winding is referred to as a stabilizing winding only if it is not intended for three-phase connection to an external circuit.

3.3.9 common winding

the common part of the windings of an auto-transformer [IEV 421-03-10]

* The winding which receives active power from the supply source in service is referred to as a 'primary winding', and that which delivers active power to a load as a 'secondary winding'. These terms have no significance as to which of the windings has the higher rated voltage and should not be used except in the context of direction of active power flow (see IEC 421-03-06 and 07). A further winding in the transformer, usually with lower value of rated power than the secondary winding, is then often referred to as 'tertiary winding', see also definition 3.3.8.

3.3.10

series winding

the part of the winding of an auto-transformer or the winding of a booster transformer which is intended to be connected in series with a circuit [IEV 421-03-11]

3.3.11

energizing winding

the winding of a booster transformer which is intended to supply power to the series winding [IEV 421-03-12]

3.4 Rating

3.4.1

rating

those numerical values assigned to the quantities which define the operation of the transformer in the conditions specified in this part of IEC 60076 and on which the manufacturer's guarantees and the tests are based

3.4.2

rated quantities

quantities (voltage, current, etc.), the numerical values of which define the rating

NOTE 1 For transformers having tapplings, rated quantities are related to the principal tapping (see 3.5.2), unless otherwise specified. Corresponding quantities with analogous meaning, related to other specific tapplings, are called tapping quantities (see 3.5.10).

NOTE 2 Voltages and currents are always expressed by their r.m.s. values, unless otherwise specified.

3.4.3

rated voltage of a winding (U_r)

the voltage assigned to be applied, or developed at no-load, between the terminals of an untapped winding, or of a tapped winding connected on the principal tapping (see 3.5.2). For a three-phase winding it is the voltage between line terminals [IEV 421-04-01, modified]

NOTE 1 The rated voltages of all windings appear simultaneously at no-load when the voltage applied to one of them has its rated value.

NOTE 2 For single-phase transformers intended to be connected in star to form a three-phase bank, the rated voltage is indicated as phase-to-phase voltage, divided by $\sqrt{3}$ for example $U_r = 400\sqrt{3}$ kV.

NOTE 3 For the series winding of a three-phase booster transformer which is designed as an open winding (see 3.10.5) the rated voltage is indicated as if the winding were connected in star, for example $U_r = 23\sqrt{3}$ kV.

3.4.4

rated voltage ratio

the ratio of the rated voltage of a winding to the rated voltage of another winding associated with a lower or equal rated voltage [IEV 421-04-02]

3.4.5

rated frequency (f_r)

the frequency at which the transformer is designed to operate [IEV 421-04-03, modified]

3.4.6

rated power (S_r)

a conventional value of apparent power assigned to a winding which, together with the rated voltage of the winding, determines its rated current

NOTE 1 Both windings of a two-winding transformer have the same rated power which by definition is the rated power of the whole transformer.

NOTE 2 For a multi-winding transformer, half the arithmetic sum of the rated power values of all windings (separate windings, not auto-connected) gives a rough estimate of its physical size as compared with a two-winding transformer.

3.4.7

rated current (I_r)

the current flowing through a line terminal of a winding which is derived from rated power S_r and rated voltage U_r for the winding [IEV 421-04-05, modified]

NOTE 1 For a three-phase winding the rated current I_r is given by:

$$I_r = \frac{S_r}{\sqrt{3} \times U_r} \text{ A}$$

NOTE 2 For single-phase transformer windings intended to be connected in delta to form a three-phase bank the rated current is indicated as line current divided by $\sqrt{3}$, for example:

$$I_r = \frac{500}{\sqrt{3}} \text{ A}$$

3.5 Tappings

3.5.1

tapping

in a transformer having a tapped winding, a specific connection of that winding, representing a definite effective number of turns in the tapped winding and, consequently, a definite turns ratio between this winding and any other winding with fixed number of turns

NOTE One of the tappings is the principal tapping, and other tappings are described in relation to the principal tapping by their respective tapping factors. See definitions of these terms below.

3.5.2

principal tapping

the tapping to which the rated quantities are related [IEV 421-05-02]

3.5.3

tapping factor (corresponding to a given tapping)

The ratio:

$$\frac{U_d}{U_r} \text{ (tapping factor) or } 100 \frac{U_d}{U_r} \text{ (tapping factor expressed as a percentage)}$$

where

U_r is the rated voltage of the winding (see 3.4.3);

U_d is the voltage which would be developed at no-load at the terminals of the winding, at the tapping concerned, by applying rated voltage to an untapped winding.

NOTE This definition is not appropriate in relation to a series winding of a booster transformer (see 3.1.3), and in that case the percentage notation would be referred to the voltage of the energizing winding or of the winding of an associated system transformer. [IEV 421-05-03, modified]

3.5.4

plus tapping

a tapping whose tapping factor is higher than 1 [IEV 421-05-04]

3.5.5

minus tapping

a tapping whose tapping factor is lower than 1 [IEV 421-05-05]

3.5.6**tapping step**

the difference between the tapping factors, expressed as a percentage, of two adjacent tappings [IEV 421-05-06]

3.5.7**tapping range**

the variation range of the tapping factor, expressed as a percentage, compared with the value '100'

NOTE If this factor ranges from $100 + a$ to $100 - b$, the tapping range is said to be: $+a\%$, $-b\%$ or $\pm a\%$, if $a = b$. [IEV 421-05-07]

3.5.8**tapping voltage ratio (of a pair of windings)**

the ratio which is equal to the rated voltage ratio:

- multiplied by the tapping factor of the tapped winding if this is the high-voltage winding;
- divided by the tapping factor of the tapped winding if this is the low-voltage winding. [IEV 421-05-08]

NOTE While the rated voltage ratio is, by definition, at least equal to 1, the tapping voltage ratio can be lower than 1 for certain tappings when the rated voltage ratio is close to 1.

3.5.9**tapping duty**

the numerical values assigned to the quantities, analogous to rated quantities, which refer to tappings other than the principal tapping (see clause 5, and IEC 60606) [IEV 421-05-09, modified]

3.5.10**tapping quantities**

those quantities the numerical values of which define the tapping duty of a particular tapping (other than the principal tapping)

NOTE Tapping quantities exist for any winding in the transformer, not only for the tapped winding, (see 5.2 and 5.3).

The tapping quantities are:

- tapping voltage (analogous to rated voltage, 3.4.3);
- tapping power (analogous to rated power, 3.4.6);
- tapping current (analogous to rated current, 3.4.7). [IEV 421-05-10, modified]

3.5.11**full-power tapping**

a tapping whose tapping power is equal to the rated power [IEV 421-05-14]

3.5.12**reduced-power tapping**

a tapping whose tapping power is lower than the rated power [IEV 421-05-15]

3.5.13**on-load tap-changer**

a device for changing the tapping connections of a winding, suitable for operation while the transformer is energized or on load [IEV 421-11-01]

3.6 Losses and no-load current

NOTE The values are related to the principal tapping, unless another tapping is specifically stated.

3.6.1

no-load loss

the active power absorbed when rated voltage (tapping voltage) at rated frequency is applied to the terminals of one of the windings, the other winding or windings being open-circuited [IEV 421-06-01, modified]

3.6.2

no-load current

the r.m.s. value of the current flowing through a line terminal of a winding when rated voltage (tapping voltage) is applied at rated frequency, the other winding or windings being open-circuited

NOTE 1 For a three-phase transformer, the value is the arithmetic mean of the values of current in the three phases.

NOTE 2 The no-load current of a winding is often expressed as a percentage of the rated current of that winding. For a multi-winding transformer this percentage is referred to the winding with the highest rated power. [IEV 421-06-02, modified]

3.6.3

load loss

the absorbed active power at rated frequency and reference temperature (see 10.1), associated with a pair of windings when rated current (tapping current) is flowing through the line terminals of one of the windings, and the terminals of the other winding are short-circuited. Further windings, if existing, are open-circuited

NOTE 1 For a two-winding transformer there is only one winding combination and one value of load loss. For a multi-winding transformer there are several values of load loss corresponding to the different two-winding combinations (see clause 6 of IEC 60606). A combined load loss figure for the complete transformer is referred to a specified winding load combination. In general, it is usually not accessible for direct measurement in testing.

NOTE 2 When the windings of the pair have different rated power values the load loss is referred to rated current in the winding with the lower rated power and the reference power should be mentioned.

3.6.4

total losses

the sum of the no-load loss and the load loss

NOTE The power consumption of the auxiliary plant is not included in the total losses and is stated separately. [IEV 421-06-05, modified]

3.7 Short-circuit impedance and voltage drop

3.7.1

short-circuit impedance of a pair of windings

the equivalent series impedance $Z = R + jX$, in ohms, at rated frequency and reference temperature, across the terminals of one winding of a pair, when the terminals of the other winding are short-circuited and further windings, if existing, are open-circuited. For a three-phase transformer the impedance is expressed as phase impedance (equivalent star connection).

In a transformer having a tapped winding, the short-circuit impedance is referred to a particular tapping. Unless otherwise specified the principal tapping applies.

NOTE This quantity may be expressed in relative, dimensionless form, as a fraction z of the reference impedance Z_{ref} of the same winding of the pair. In percentage notation:

$$z = 100 \frac{Z}{Z_{\text{ref}}}$$

where

$$Z_{\text{ref}} = \frac{U^2}{S_r} \quad (\text{Formula valid for both three-phase and single-phase transformers}).$$

U is the voltage (rated voltage or tapping voltage) of the winding to which Z and Z_{ref} belong.

S_r is the reference value of rated power.

The relative value is also equal to the ratio between the applied voltage during a short-circuit measurement which causes the relevant rated current (or tapping current) to flow, and rated voltage (or tapping voltage). This applied voltage is referred to as the short-circuit voltage [IEV 421-07-01] of the pair of windings. It is normally expressed as a percentage. [IEV 421-07-02, modified]

3.7.2

voltage drop or rise for a specified load condition

the arithmetic difference between the no-load voltage of a winding and the voltage developed at the terminals of the same winding at a specified load and power factor, the voltage supplied to (one of) the other winding(s) being equal to:

- its rated value if the transformer is connected on the principal tapping (the no-load voltage of the former winding is then equal to its rated value);
- the tapping voltage if the transformer is connected on another tapping.

This difference is generally expressed as a percentage of the no-load voltage of the former winding.

NOTE For multi-winding transformers, the voltage drop or rise depends not only on the load and power factor of the winding itself, but also on the load and power factor of the other windings (see IEC 60606). [IEV 421-07-03]

3.7.3

zero-sequence impedance (of a three-phase winding)

the impedance, expressed in ohms per phase at rated frequency, between the line terminals of a three-phase star-connected or zigzag-connected winding, connected together, and its neutral terminal [IEV 421-07-04, modified]

NOTE 1 The zero-sequence impedance may have several values because it depends on how the terminals of the other winding or windings are connected and loaded.

NOTE 2 The zero-sequence impedance may be dependent on the value of the current and the temperature, particularly in transformers without any delta-connected winding.

NOTE 3 The zero-sequence impedance may also be expressed as a relative value in the same way as the (positive sequence) short-circuit impedance (see 3.7.1).

3.8 Temperature rise

The difference between the temperature of the part under consideration and the temperature of the external cooling medium. [IEV 421-08-01, modified]

3.9 Insulation

For definitions relating to insulation see IEC 60076-3.

3.10 Connections

3.10.1

star connection (Y-connection)

the winding connection so arranged that each of the phase windings of a three-phase transformer, or of each of the windings for the same rated voltage of single-phase transformers associated in a three-phase bank, is connected to a common point (the neutral point) and the other end to its appropriate line terminal [IEV 421-10-01, modified]

3.10.2

delta connection (D-connection)

the winding connection so arranged that the phase windings of a three-phase transformer, or the windings for the same rated voltage of single-phase transformers associated in a three-phase bank, are connected in series to form a closed circuit [IEV 421-10-02, modified]

3.10.3

open-delta connection

the winding connection in which the phase windings of a three-phase transformer, or the windings for the same rated voltage of single-phase transformers associated in a three-phase bank, are connected in series without closing one corner of the delta [IEV 421-10-03]

3.10.4

zigzag connection (Z-connection)

the winding connection in which one end of each phase winding of a three-phase transformer is connected to a common point (neutral point), and each phase winding consists of two parts in which phase-displaced voltages are induced

NOTE These two parts normally have the same number of turns. [IEV 421-10-04, modified]

3.10.5

open windings

phase windings of a three-phase transformer which are not interconnected within the transformer [IEV 421-10-05, modified]

3.10.6

phase displacement of a three-phase winding

the angular difference between the phasors representing the voltages between the neutral point (real or imaginary) and the corresponding terminals of two windings, a positive-sequence voltage system being applied to the high-voltage terminals, following each other in alphabetical sequence if they are lettered, or in numerical sequence if they are numbered. The phasors are assumed to rotate in a counter-clockwise sense [IEV 421-10-08, modified]

NOTE The high-voltage winding phasor is taken as reference, and the displacement for any other winding is conventionally expressed by the 'clock notation', that is, the hour indicated by the winding phasor when the H.V. winding phasor is at 12 o'clock (rising numbers indicate increasing phase lag)

3.10.7

connection symbol

a conventional notation indicating the connections of the high-voltage, intermediate-voltage (if any), and low-voltage windings and their relative phase displacement(s) expressed as a combination of letters and clock-hour figure(s) [IEV 421-10-09, modified]

3.11 Kinds of tests

3.11.1

routine test

a test to which each individual transformer is subjected

3.11.2

type test

a test made on a transformer which is representative of other transformers, to demonstrate that these transformers comply with specified requirements not covered by routine tests

NOTE A transformer is considered to be representative of others if it is fully identical in rating and construction, but the type test may also be considered valid if it is made on a transformer which has minor deviations of rating or

other characteristics. These deviations should be subject to agreement between the manufacturer and the purchaser.

3.11.3

special test

a test other than a type test or a routine test, agreed by the manufacturer and the purchaser

3.12 Meteorological data with respect to cooling

3.12.1

monthly average temperature

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

3.12.2

yearly average temperature

one-twelfth of the sum of the monthly average temperatures

4 Rating

4.1 Rated power

The transformer shall have an assigned rated power for each winding which shall be marked on the rating plate. The rated power refers to continuous loading. This is a reference value for guarantees and tests concerning load losses and temperature rises.

If different values of apparent power are assigned under different circumstances, for example, with different methods of cooling, the highest of these values is the rated power.

A two-winding transformer has only one value of rated power, identical for both windings.

When the transformer has rated voltage applied to a primary winding, and rated current flows through the terminals of a secondary winding, the transformer receives the relevant rated power for that pair of windings.

The transformer shall be capable of carrying, in continuous service, the rated power (for a multi-winding transformer: the specified combination(s) of winding rated powers) under conditions listed in 1.2 and without exceeding the temperature-rise limitations specified in IEC 60076-2.

NOTE The interpretation of rated power according to this subclause implies that it is a value of apparent power input to the transformer - including its own absorption of active and reactive power. The apparent power that the transformer delivers to the circuit connected to the terminals of the secondary winding under rated loading differs from the rated power. The voltage across the secondary terminals differs from rated voltage by the voltage drop (or rise) in the transformer. Allowance for voltage drop, with regard to load power factor, is made in the specification of the rated voltage and the tapping range (see clause 2 of IEC 60606).

This is different from the method used in transformer standards based on US tradition (ANSI/IEEE C57.12.00), where 'rated kVA' is 'the output that can be delivered at ... rated secondary voltage ...'. According to that method, allowance for voltage drop has to be made in the design so that the necessary primary voltage can be applied to the transformer. In addition, ANSI/IEEE specifies, under 'Usual service conditions': 'load power factor is 80 % or higher' (quotation from 1987 edition).

4.2 Loading cycle

If specified in the enquiry or the contract, the transformer may, in addition to its rated power for continuous loading, be assigned a temporary load cycle which it shall be capable of performing under conditions specified in IEC 60076-2.

NOTE This option is to be used in particular to give a basis for design and guarantees concerning temporary emergency loading of large power transformers.

In the absence of such specification, guidance on loading of transformers complying with this part may be found in IEC 60354 and in IEC 60905.

The bushings, tap-changers and other auxiliary equipment shall be selected so as not to restrict the loading capability of the transformer.

NOTE These requirements do not apply to special purpose transformers, some of which do not need loading capability above rated power. For others, special requirements will be specified.

4.3 Preferred values of rated power

For transformers up to 10 MVA, values of rated power should preferably be taken from the R10 series given in ISO 3 (1973): preferred numbers: series of preferred numbers.

(...100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1 000, etc.).

4.4 Operation at higher than rated voltage and/or at disturbed frequency

Methods for the specification of suitable rated voltage values and tapping range to cope with a set of loading cases (loading power and power factor, corresponding line-to-line service voltages) are described in IEC 60606.

Within the prescribed value of U_m^* , a transformer shall be capable of continuous service without damage under conditions of 'overfluxing' where the ratio of voltage over frequency exceeds the corresponding ratio at rated voltage and rated frequency by no more than 5 %.

5 Requirements for transformers having a tapped winding

5.1 General – Notation of tapping range

The following subclauses apply to transformers in which only one of the windings is a tapped winding.

In a multi-winding transformer, the statements apply to the combination of the tapped winding with either of the untapped windings.

In auto-connected transformers, tappings are sometimes arranged at the neutral which means that the effective number of turns is changed simultaneously in both windings. For such transformers, the tapping particulars are subject to agreement. The requirements of this clause should be used as far as applicable.

* U_m is the highest voltage for equipment applicable to a transformer winding (see IEC 60076-3).

Unless otherwise specified, the principal tapping is located in the middle of the tapping range. Other tapplings are identified by their tapping factors. The number of tapplings and the range of variation of the transformer ratio may be expressed in short notation by the deviations of the tapping factor percentages from the value 100 (for definitions of terms, see 3.5).

Example: A transformer with a tapped 160 kV winding having altogether 21 tapplings, symmetrically placed, is designated:

$$(160 \pm 10 \times 1,5 \%) / 66 \text{ kV}$$

If for some reason the tapping range is specified asymmetrically around the rated voltage, we may get:

$$(160^{+12 \times 1,5 \%}_{-8 \times 1,5 \%}) / 66 \text{ kV}$$

NOTE This way of short notation is only a description of the arrangement of the tapped winding and does not imply actual variations of applied voltage on that winding in service. This is dealt with in 5.2 and 5.3.

Regarding the full presentation on the nameplate of data related to individual tapplings, see clause 7.

Some tapplings may be 'reduced-power tapplings' due to restrictions in either tapping voltage or tapping current. The boundary tapplings where such limitations appear are called 'maximum voltage tapping' and 'maximum current tapping' (see figure 1).

5.2 Tapping voltage – tapping current. Standard categories of tapping voltage variation. Maximum voltage tapping

The short notation of tapping range and tapping steps indicates the variation range of the ratio of the transformer. But the assigned values of tapping quantities are not fully defined by this alone. Additional information is necessary. This can be given either in tabular form with tapping power, tapping voltage and tapping current for each tapping, or as text, indicating 'category of voltage variation' and possible limitations of the range within which the tapplings are 'full-power tapplings'.

The extreme categories of tapping voltage variation are:

- constant flux voltage variation (CFVV), and
- variable flux voltage variation (VFVV).

They are defined as follows:

CFVV

The tapping voltage in any untapped winding is constant from tapping to tapping. The tapping voltages in the tapped winding are proportional to the tapping factors.

VFVV

The tapping voltage in the tapped winding is constant from tapping to tapping. The tapping voltages in any untapped winding are inversely proportional to the tapping factor.

CbVV (Combined voltage variation)

In many applications and particularly with transformers having a large tapping range, a combination is specified using both principles applied to different parts of the range: combined voltage variation (CbVV). The change-over point is called 'maximum voltage tapping'. For this system the following applies:

CFVV applies for tapplings with tapping factors below the maximum voltage tapping factor.

VFVV applies for tapplings with tapping factors above the maximum voltage tapping factor.

Graphic presentation of tapping voltage variation categories:

CFVV figure 1a) – VFVV figure 1b) – CbVV figure 1c).

Symbols:

U_A, I_A Tapping voltage and tapping current in the tapped winding.

U_B, I_B Tapping voltage and tapping current in the untapped winding.

S_{AB} Tapping power.

Abscissa Tapping factor, percentage (indicating relative number of effective turns in tapped winding).

1 Indicates full-power tapplings throughout the tapping range.

2 Indicates 'maximum-voltage tapping', 'maximum current tapping' and range of reduced power tapplings.

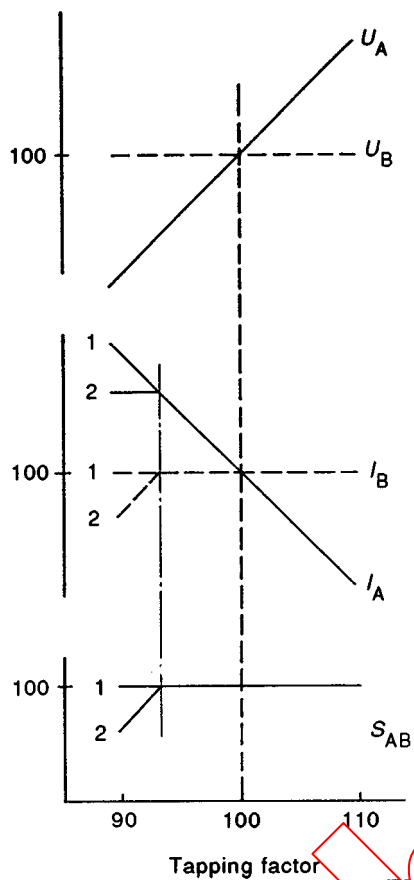


Figure 1a) – Constant flux voltage variation CFVV

Optional maximum current tapping shown

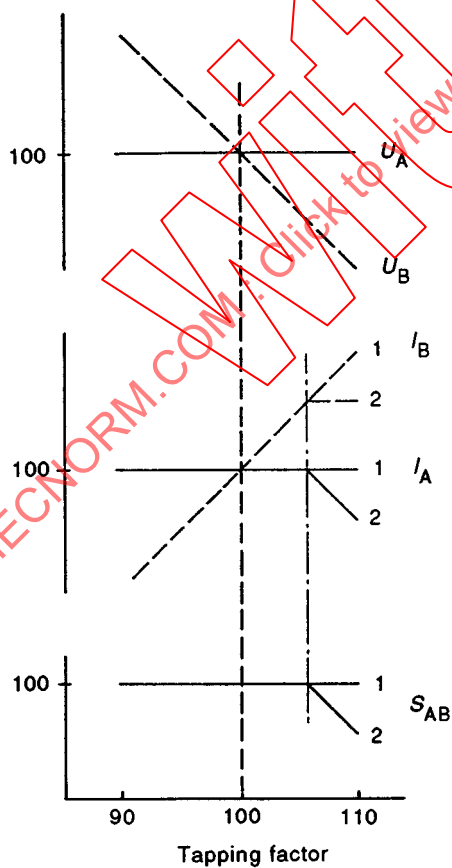


Figure 1b) – Variable flux voltage variation VFVV

Optional maximum current tapping shown

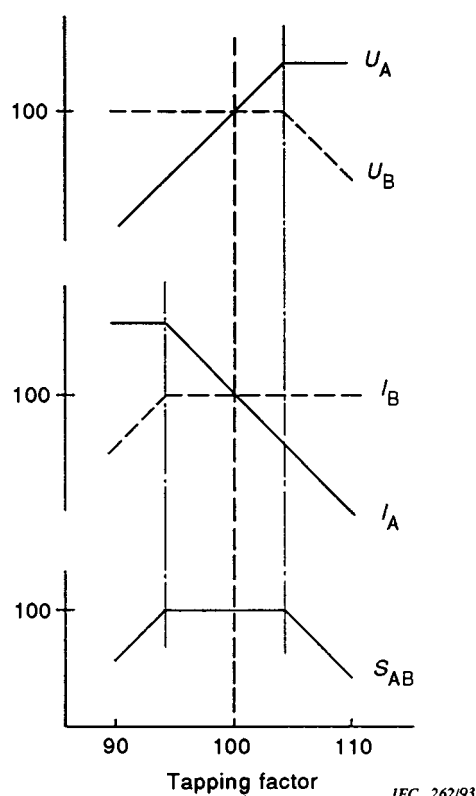


Figure 1c) – Combined voltage variation CbVV

The change-over point is shown in the plus tapping range. It constitutes both a maximum voltage tapping (U_A) and a maximum current tapping (I_B constant, not rising above the change-over point). An additional, optional maximum current tapping (in the CFVV range) is also shown.

5.3 Tapping power. Full-power tapplings – reduced-power tapplings

All tapplings shall be full-power tapplings, except as specified below.

In separate-winding transformers up to and including 2 500 kVA with a tapping range not exceeding $\pm 5\%$ the tapping current in the tapped winding shall be equal to rated current at all minus tapplings. This means that the principal tapping is a 'maximum current tapping', see below.

In transformers with a tapping range wider than $\pm 5\%$, restrictions may be specified on values of tapping voltage or tapping current which would otherwise rise considerably above the rated values. When such restrictions are specified, the tapplings concerned will be 'reduced-power tapplings'. This subclause describes such arrangements.

When the tapping factor deviates from unity, the tapping current for full-power tapplings may rise above rated current on one of the windings. As figure 1a) illustrates, this applies for minus tapplings, on the tapped winding, under CFVV, and for plus tapplings on the untapped winding under VFVV (figure 1b)). In order to limit the corresponding reinforcement of the winding in question, it is possible to specify a maximum current tapping. From this tapping onwards the tapping current values for the winding are then specified to be constant. This means that the remaining tapplings towards the extreme tapping are reduced-power tapplings (see figures 1a), 1b) and 1c)).

Under CbVV, the 'maximum voltage tapping', the change-over point between CFVV and VFVV shall at the same time be a 'maximum current tapping' unless otherwise specified. This means that the untapped winding current stays constant up to the extreme plus tapping (figure 1c).

5.4 Specification of tappings in enquiry and order

The following data are necessary to define the design of the transformer.

- a) Which winding shall be tapped.
- b) The number of steps and the tapping step (or the tapping range and number of steps). Unless otherwise specified it shall be assumed that the range is symmetrical around the principal tapping and that the tapping steps in the tapped winding are equal. If for some reason the design has unequal steps, this shall be indicated in the tender.
- c) The category of voltage variation and, if combined variation is applied, the change-over point ('maximum voltage tapping', see 5.2).
- d) Whether maximum current limitation (reduced power tappings) shall apply, and if so, for which tappings.

Instead of items c) and d), tabulation of the same type as used on the rating plate may be used to advantage (see example in annex B).

The specification of these data may be accomplished in two different ways:

- either the user may specify all data from the beginning, in his enquiry,
- alternatively, the user may submit a set of loading cases with values of active and reactive power (clearly indicating the direction of power flow), and corresponding on-load voltages.

These cases should indicate the extreme values of voltage ratio under full and reduced power (see 'the six-parameter method' of IEC 60606). Based on this information the manufacturer will then select the tapped winding and specify rated quantities and tapping quantities in his tender proposal.

5.5 Specification of short-circuit impedance

Unless otherwise specified, the short-circuit impedance of a pair of windings is referred to the principal tapping (3.7.1). For transformers having a tapped winding with tapping range exceeding $\pm 5\%$, impedance values are also to be given for the two extreme tappings. On such transformers these three values of impedance shall also be measured during the short-circuit test (see 10.4).

When impedance values are given for several tappings, and particularly when the windings of the pair have dissimilar rated power values, it is recommended that the impedance values be submitted in ohms per phase, referred to either of the windings, rather than as percentage values. Percentage values may lead to confusion because of varying practices concerning reference values. Whenever percentage values are given it is advisable that the corresponding reference power and reference voltage values be explicitly indicated.

NOTE The selection of an impedance value by the user is subject to conflicting demands: limitation of voltage drop versus limitation of overcurrent under system fault conditions. Economic optimization of the design, bearing in mind loss, leads towards a certain range of impedance values. Parallel operation with an existing transformer requires matching impedance (see clause 4 of IEC 60606).

If an enquiry contains a specification of not only the impedance at the principal tapping but also its variation across the tapping range, this means a quite important restriction on the design (placing of windings in relation to each other). Such a detailed specification should therefore not be issued without good reason.

A way of specifying short-circuit impedance values in the enquiry which leaves some degree of freedom in the design, is to indicate an acceptable range between upper and lower boundaries, across the whole tapping range. This may be done with the aid of a graph or a table.

The boundaries shall be at least as far apart as to permit the double-sided tolerances of clause 9 to be applied on a median value between them. An example is shown in annex C. The manufacturer shall select and guarantee impedance values for the principal tapping and for the extreme tapplings which are between the boundaries. Measured values may deviate from guaranteed values within the tolerances according to clause 9, but shall not fall outside the boundaries, which are limits without tolerance.

5.6 Load loss and temperature rise

- a) If the tapping range is within $\pm 5\%$, and the rated power not above 2 500 kVA, load loss guarantees and temperature rise refer to the principal tapping only, and the temperature rise test is run on that tapping.
- b) If the tapping range exceeds $\pm 5\%$ or the rated power is above 2 500 kVA, it shall be stated for which tapplings, in addition to the principal tapping, the load losses are to be guaranteed by the manufacturer. These load losses are referred to the relevant tapping current values. The temperature-rise limits are valid for all tapplings, at the appropriate tapping power, tapping voltage and tapping current.

A temperature-rise type test, if specified, shall be carried out on one tapping only. It will, unless otherwise agreed, be the 'maximum current tapping' (which is usually the tapping with the highest load loss). The total loss for the selected tapping is the test power for determination of oil temperature rise during the temperature rise test, and the tapping current for that tapping is the reference current for determination of winding temperature rise above oil. For information about rules and tests regarding the temperature rise of oil-immersed transformers (see IEC 60076-2).

In principle, the temperature-rise type test shall demonstrate that the cooling equipment is sufficient for dissipation of maximum total loss on any tapping, and that the temperature rise over ambient of any winding, at any tapping, does not exceed the specified maximum value.

The second purpose normally requires the 'maximum current tapping' to be selected for the test. But the amount of total loss to be injected in order to determine maximum oil temperature rise shall correspond to the highest value for any tapping, even if this is other than the tapping connected for the test (see also 5.2 in IEC 60076-2).

6 Connection and phase displacement symbols for three-phase transformers

The star, delta, or zigzag connection of a set of phase windings of a three-phase transformer or of windings of the same voltage of single-phase transformers associated in a three-phase bank shall be indicated by the capital letters Y, D or Z for the high-voltage (HV) winding and small letters y, d or z for the intermediate and low-voltage (LV) windings. If the neutral point of a star-connected or zigzag-connected winding is brought out, the indication shall be YN (yn) or ZN (zn) respectively.

Open windings in a three-phase transformer (that are not connected together in the transformer but have both ends of each phase winding brought out to terminals) are indicated as III (HV), or iii (intermediate or low-voltage windings).

For an auto-connected pair of windings, the symbol of the lower voltage winding is replaced by 'auto', or 'a', for example, 'YNauto' or 'YNa' or 'YNa0', 'ZNa11'.

Letter symbols for the different windings of a transformer are noted in descending order of rated voltage. The winding connection letter for any intermediate and low-voltage winding is immediately followed by its phase displacement 'clock number' (see definition 3.10.6). Three examples are shown below and illustrated in figure 2.

The existence of a stabilizing winding (a delta-connected winding which is not terminated for external three-phase loading) is indicated, after the symbols of loadable windings, with the symbol '+d'.

If a transformer is specified with its winding connection changeable (series-parallel or Y-D), both connections will be noted, coupled with the corresponding rated voltages as indicated by the following examples:

220(110)/10,5 kV	YN(YN)d11
110/11(6,35) kV	YNy0(d11)

Full information shall be given on the rating plate (see 7.2 e)).

Examples of connections in general use, with connection diagrams, are shown in annex D.

Diagrams, with terminal markings, and with indication of built-in current transformers when used, may be presented on the rating plate together with the text information that is specified in clause 7.

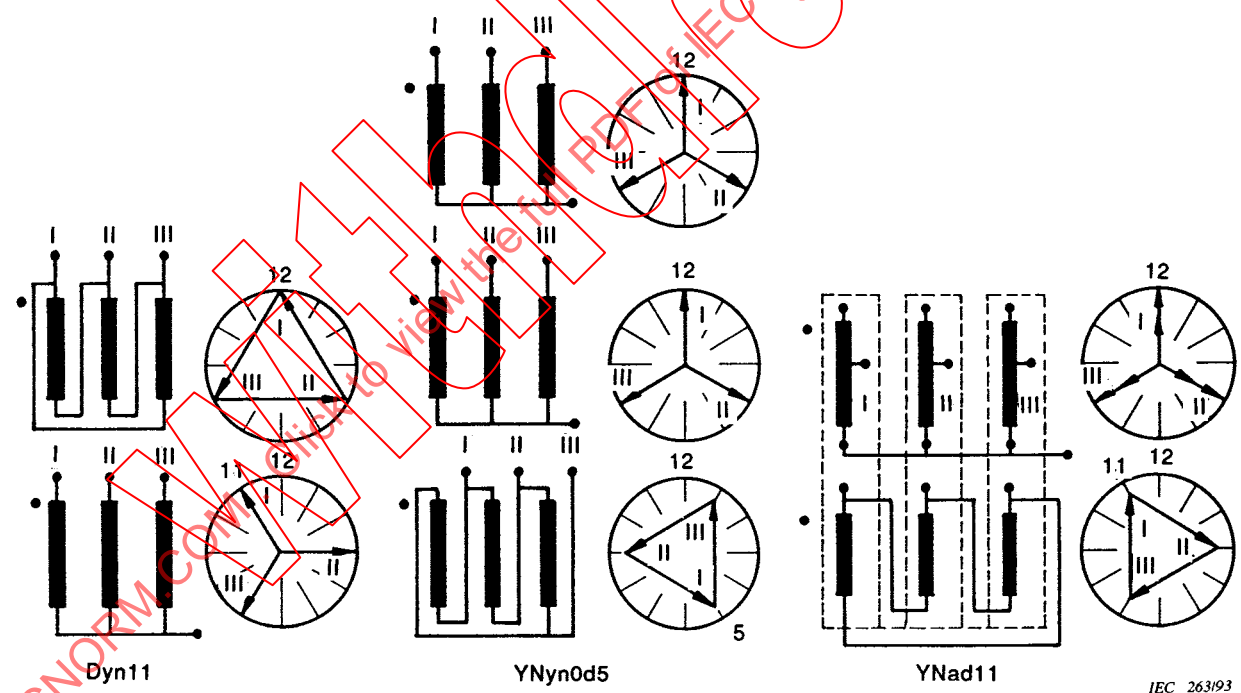


Figure 2 – Illustration of 'clock number' notation – three examples

The following conventions of notation apply.

The connection diagrams show the high-voltage winding above, and the low-voltage winding below. (The directions of induced voltages are indicated.)

The high-voltage winding phasor diagram is oriented with phase I pointing at 12 o'clock. The phase I phasor of the low-voltage winding is oriented according to the induced voltage relation which results for the connection shown.

The sense of rotation of the phasor diagrams is counter-clockwise, giving the sequence I – II – III.

NOTE This numbering is arbitrary. Terminal marking on the transformer follows national practice.

Example 1

A distribution transformer with high-voltage winding for 20 kV, delta-connected. The low-voltage winding is 400 V star-connected with neutral brought out. The LV winding lags the HV by 330°.

Symbol: Dyn11

Example 2

A three-winding transformer: 123 kV star with neutral brought out. 36 kV star with neutral brought out, in phase with the HV winding but not auto-connected. 7,2 kV delta, lagging by 150°.

Symbol: YNyn0d5

Example 3

A group of three single-phase auto-transformers

$$\frac{400}{\sqrt{3}} / \frac{130}{\sqrt{3}} \text{ kV with 22 kV tertiary windings.}$$

The auto-connected windings are connected in star, while the tertiary windings are connected in delta. The delta winding phasors lag the high-voltage winding phasors by 330°.

Symbol: YNautod11 or YNad11

The symbol would be the same for a three-phase auto-transformer with the same connection, internally.

If the delta winding is not taken out to three line terminals but only provided as a stabilizing winding, the symbol would indicate this by a plus sign. No phase displacement notation would then apply for the stabilizing winding.

Symbol: YNauto+d.

7 Rating plates

The transformer shall be provided with a rating plate of weatherproof material, fitted in a visible position, showing the appropriate items indicated below. The entries on the plate shall be indelibly marked.

7.1 Information to be given in all cases

- a) Kind of transformer (for example transformer, auto-transformer, booster transformer, etc.).
- b) Number of this standard.
- c) Manufacturer's name.
- d) Manufacturer's serial number.
- e) Year of manufacture.
- f) Number of phases.
- g) Rated power (in kVA or MVA). (For multi-winding transformers, the rated power of each winding should be given. The loading combinations should also be indicated unless the rated power of one of the windings is the sum of the rated powers of the other windings.)
- h) Rated frequency (in Hz).
- i) Rated voltages (in V or kV) and tapping range.
- j) Rated currents (in A or kA).
- k) Connection symbol.
- l) Short-circuit impedance, measured value in percentage. For multi-winding transformers, several impedances for different two-winding combinations are to be given with the respective reference power values. For transformers having a tapped winding, see also 5.5 and item b) of 7.2.
- m) Type of cooling. (If the transformer has several assigned cooling methods, the respective power values may be expressed as percentages of rated power, for example ONAN/ONAF 70/100 %.)
- n) Total mass.
- o) Mass of insulating oil.

If the transformer has more than one set of ratings, depending upon different connections of windings which have been specifically allowed for in the design, the additional ratings shall all be given on the rating plate, or separate rating plates shall be fitted for each set.

7.2 Additional information to be given when applicable

- a) For transformers having one or more windings with 'highest voltage for equipment' U_m equal to or above 3,6 kV:
 - short notation of insulation levels (withstand voltages) as described in clause 3 of IEC 60076-3.
- b) For transformers having a tapped winding, particulars about the tappings are as follows:
 - for transformers having a tapping range not exceeding $\pm 5\%$: tapping voltages on the tapped winding for all tappings. This applies in particular to distribution transformers;

- for transformers having a tapping range exceeding $\pm 5\%$: a table stating tapping voltage, tapping current and tapping power for all tapplings. In addition the short-circuit impedance values for the principal tapping and at least the extreme tapplings shall be given, preferably in ohms per phase referred to a specific winding.
- c) Temperature rises of top oil and windings (if not normal values). When a transformer is specified for installation at high altitude, this shall be indicated, together with information on either the reduced temperature rise figures valid under normal ambient conditions, or the reduced loading which will result in normal temperature rise at the high altitude (standard transformer with normal cooling capacity).
- d) Insulating liquid, if not mineral oil.
- e) Connection diagram (in cases where the connection symbol will not give complete information regarding the internal connections). If the connections can be changed inside the transformer, this shall be indicated on a separate plate or with duplicate rating plates. The connection fitted at the works shall be indicated.
- f) Transportation mass (for transformers exceeding 5 t total mass).
- g) Untanking mass (for transformers exceeding 5 t total mass).
- h) Vacuum withstand capability of the tank and of the conservator.

In addition to the main rating plate with the information listed above, the transformer shall also carry plates with identification and characteristics of auxiliary equipment according to standards for such components (bushings, tap-changers, current transformers, special cooling equipment).

8 Miscellaneous requirements

8.1 Dimensioning of neutral connection

The neutral conductor and terminal of transformers intended to carry a load between phase and neutral (for example, distribution transformers) shall be dimensioned for the appropriate load current and earth-fault current (see IEC 60606).

The neutral conductor and terminal of transformers not intended to carry load between phase and neutral shall be dimensioned for earth-fault current.

8.2 Oil preservation system

For oil-immersed transformers the type of oil preservation system shall be specified in the enquiry and order. The following types are distinguished:

- Freely breathing system or conservator system where there is free communication between the ambient air and an air-filled expansion space above the surface of the oil, in the tank or in a separate expansion vessel (conservator). A moisture-removing breather is usually fitted in the connection to the atmosphere.
- Diaphragm-type oil preservation system where an expansion volume of air at atmospheric pressure is provided above the oil but prevented from direct contact with the oil by a flexible diaphragm or bladder.
- Inert gas pressure system where an expansion space above the oil is filled with dry inert gas at slight over-pressure, being connected to either a pressure controlled source or an elastic bladder.

- Sealed-tank system with gas cushion, in which a volume of gas above the oil surface in a stiff tank accommodates the oil expansion under variable pressure.
- Sealed, completely filled system in which the expansion of the oil is taken up by elastic movement of the permanently sealed, usually corrugated tank.

8.3 Load rejection on generator transformers

Transformers intended to be connected directly to generators in such a way that they may be subjected to load rejection conditions shall be able to withstand 1,4 times rated voltage for 5 s at the transformer terminals to which the generator is to be connected.

9 Tolerances

It is not always possible, particularly in large, multi-winding transformers with relatively low rated voltages, to accommodate turns ratios which correspond to specified rated voltage ratios with high accuracy. There are also other quantities which may not be accurately explored at the time of tender, or are subject to manufacturing and measuring uncertainty.

Therefore tolerances are necessary on certain guaranteed values.

Table 1 gives tolerances to be applied to certain rated quantities and to other quantities when they are the subject of manufacturer's guarantees referred to in this standard. Where a tolerance in one direction is omitted, there is no restriction on the value in that direction.

A transformer is considered as complying with this part when the quantities subject to tolerances are not outside the tolerances given in table 1.

Table 1 – Tolerances

Item	Tolerance
1. a) Total losses See note 1 b) Component losses See note 1	+10 % of the total losses +15 % of each component loss, provided that the tolerance for total losses is not exceeded
2. Voltage ratio at no load on principal tapping for a specified first pair of windings Voltage ratio on other tappings, same pair Voltage ratio for further pairs	The lower of the following values: a) $\pm 0,5$ % of declared ratio b) $\pm 1/10$ of the actual percentage impedance on the principal tapping To be agreed, but not less than the lesser of the values in a) and b) above To be agreed, but not less than the lesser of the values in a) and b) above
3. Short-circuit impedance for: – a separate-winding transformer with two windings, or – a specified first pair of separate windings in a multi-winding transformer a) principal tapping b) any other tapping of the pair	 When the impedance value is ≥ 10 % $\pm 7,5$ % of the declared value When the impedance value is < 10 % ± 10 % of the declared value When the impedance value is ≥ 10 % ± 10 % of the declared value When the impedance value is < 10 % ± 15 % of the declared value
4. Short-circuit impedance for: – an auto-connected pair of winding, or – a specified second pair of separate windings in a multi-winding transformer a) principal tapping b) any other tapping of the pair – further pairs of windings	 ± 10 % of the declared value ± 15 % of the declared value for that tapping To be agreed, but ≥ 15 %
5. No-load current	+30 % of the declared value
NOTE 1 The loss tolerances of multi-winding transformers apply to every pair of windings unless the guarantee states that they apply to a given load condition. NOTE 2 For certain auto-transformers and booster transformers the smallness of their impedance justifies more liberal tolerance. Transformers having large tapping ranges, particularly if the range is asymmetrical, may also require special consideration. On the other hand, for example, when a transformer is to be combined with previously existing units, it may be justified to specify and agree on narrower impedance tolerances. Matters of special tolerances shall be brought to attention at the tender stage, and revised tolerances agreed upon between manufacturer and purchaser. NOTE 3 'Declared value' should be understood as meaning the value declared by the manufacturer.	

10 Tests

10.1 General requirements for routine, type and special tests

Transformers shall be subjected to tests as specified below.

Tests shall be made at any ambient temperature between 10 °C and 40 °C and with cooling water (if required) at any temperature not exceeding 25 °C.

Tests shall be made at the manufacturer's works, unless otherwise agreed between the manufacturer and the purchaser.

All external components and fittings that are likely to affect the performance of the transformer during the test shall be in place.

Tapped windings shall be connected on their principal tapping, unless the relevant test clause requires otherwise or unless the manufacturer and the purchaser agree otherwise.

The test basis for all characteristics other than insulation is the rated condition, unless the test clause states otherwise.

All measuring systems used for the tests shall have certified, traceable accuracy and be subjected to periodic calibration, according to the rules of 4.11 of ISO 9001.

NOTE Specific requirements on the accuracy and verification of the measuring systems are under consideration (see IEC 60606).

Where it is required that test results are to be corrected to a reference temperature, this shall be:

- for oil-immersed transformers: 75 °C;
- for dry-type transformers: according to the general requirements for tests in IEC 60726.

10.1.1 Routine tests

- a) Measurement of winding resistance (10.2).
- b) Measurement of voltage ratio and check of phase displacement (10.3).
- c) Measurement of short-circuit impedance and load loss (10.4).
- d) Measurement of no-load loss and current (10.5).
- e) Dielectric routine tests (IEC 60076-3).
- f) Tests on on-load tap-changers, where appropriate (10.8).

10.1.2 Type tests

- a) Temperature-rise test (IEC 60076-2).
- b) Dielectric type tests (IEC 60076-3).

10.1.3 Special tests

- a) Dielectric special tests (IEC 60076-3).
- b) Determination of capacitances windings-to-earth, and between windings.
- c) Determination of transient voltage transfer characteristics.
- d) Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers (10.7).
- e) Short-circuit withstand test (IEC 60076-5).
- f) Determination of sound levels (IEC 60551).
- g) Measurement of the harmonics of the no-load current (10.6).
- h) Measurement of the power taken by the fan and oil pump motors.
- i) Measurement of insulation resistance to earth of the windings, and/or measurement of dissipation factor ($\tan \delta$) of the insulation system capacitances. (These are reference values for comparison with later measurement in the field. No limitations for the values are given here.)

If test methods are not prescribed in this standard, or if tests other than those listed above are specified in the contract, such test methods are subject to agreement.

10.2 Measurement of winding resistance

10.2.1 General

The resistance of each winding, the terminals between which it is measured and the temperature of the windings shall be recorded. Direct current shall be used for the measurement.

In all resistance measurements, care shall be taken that the effects of self-induction are minimized.

10.2.2 Dry-type transformers

Before measurement the transformer shall be at rest in a constant ambient temperature for at least 3 h.

Winding resistance and winding temperature shall be measured at the same time. The winding temperature shall be measured by sensors placed at representative positions, preferably inside the set of windings, for example, in a duct between the high-voltage and low-voltage windings.

10.2.3 Oil-immersed type transformers

After the transformer has been under oil without excitation for at least 3 h, the average oil temperature shall be determined and the temperature of the winding shall be deemed to be the same as the average oil temperature. The average oil temperature is taken as the mean of the top and bottom oil temperatures.

In measuring the cold resistance for the purpose of temperature-rise determination, special efforts shall be made to determine the average winding temperature accurately. Thus, the difference in temperature between the top and bottom oil should be small. To obtain this result more rapidly, the oil may be circulated by a pump.

10.3 Measurement of voltage ratio and check of phase displacement

The voltage ratio shall be measured on each tapping. The polarity of single-phase transformers and the connection symbol of three-phase transformers shall be checked.

10.4 Measurement of short-circuit impedance and load loss

The short-circuit impedance and load loss for a pair of windings shall be measured at rated frequency with approximately sinusoidal voltage applied to the terminals of one winding, with the terminals of the other winding short-circuited, and with possible other windings open-circuited. (For selection of tapping for the test, see 5.5 and 5.6). The supplied current should be equal to the relevant rated current (tapping current) but shall not be less than 50 % thereof. The measurements shall be performed quickly so that temperature rises do not cause significant errors. The difference in temperature between the top oil and the bottom oil shall be small enough to enable the mean temperature to be determined accurately. If the cooling system is OF or OD, the pump may be used to mix the oil.

The measured value of load loss shall be multiplied with the square of the ratio of rated current (tapping current) to test current. The resulting figure shall then be corrected to reference temperature (10.1). The I^2R loss (R being d.c. resistance) is taken as varying directly with the winding resistance and all other losses inversely with the winding resistance. The measurement of winding resistance shall be made according to 10.2. The temperature correction procedure is detailed in annex E.

The short-circuit impedance is represented as reactance and a.c. resistance in series. The impedance is corrected to reference temperature assuming that the reactance is constant and that the a.c. resistance derived from the load loss varies as described above.

On transformers having a tapped winding with tapping range exceeding ± 5 %, the short-circuit impedance shall be measured on the principal tapping and the two extreme tappings.

On a three-winding transformer, measurements are performed on the three different two-winding combinations. The results are re-calculated, allocating impedances and losses to individual windings (see IEC 60606). Total losses for specified loading cases involving all these windings are determined accordingly.

NOTE 1 For transformers with two secondary windings having the same rated power and rated voltage and equal impedance to the primary (sometimes referred to as 'dual-secondary transformers'), it may be agreed to investigate the symmetrical loading case by an extra test with both secondary windings short-circuited simultaneously.

NOTE 2 The measurement of load loss on a large transformer requires considerable care and good measuring equipment because of the low power factor and the often large test currents. Correction for measuring transformer errors and for resistance of the test connections should be applied unless they are obviously negligible (see IEC 60606).

10.5 Measurement of no-load loss and current

The no-load loss and the no-load current shall be measured on one of the windings at rated frequency and at a voltage corresponding to rated voltage if the test is performed on the principal tapping, or to the appropriate tapping voltage if the test is performed on another tapping. The remaining winding or windings shall be left open-circuited and any windings which can be connected in open delta shall have the delta closed.

The transformer shall be approximately at factory ambient temperature.

For a three-phase transformer the selection of the winding and the connection to the test power source shall be made to provide, as far as possible, symmetrical and sinusoidal voltages across the three wound limbs.

The test voltage shall be adjusted according to a voltmeter responsive to mean value of voltage but scaled to read the r.m.s. voltage of a sinusoidal wave having the same mean value. The reading of this voltmeter is U' .

At the same time, a voltmeter responsive to the r.m.s. value of voltage shall be connected in parallel with the mean-value voltmeter and its indicated voltage U shall be recorded.

When a three-phase transformer is tested, the voltages shall be measured between line terminals, if a delta-connected winding is energized, and between phase and neutral terminals if a YN or ZN connected winding is energized.

The test voltage wave shape is satisfactory if the readings U' and U are equal within 3 %.

NOTE It is recognized that the most severe loading conditions for test voltage source accuracy are usually imposed by large single-phase transformers.

The measured no-load loss is P_m , and the corrected no load loss is taken as:

$$P_0 = P_m (1 + d)$$

$$d = \frac{U' - U}{U'} \text{ (usually negative)}$$

If the difference between voltmeter readings is larger than 3 %, the validity of the test is subject to agreement.

The r.m.s. value of no-load current is measured at the same time as the loss. For a three-phase transformer, the mean value of readings in the three phases is taken.

NOTE In deciding the place of the no-load test in the complete test sequence, it should be borne in mind that no-load loss measurements performed before impulse tests and/or temperature rise tests are, in general, representative of the average loss level over long time in service. Measurements after other tests sometimes show higher values caused by spitting between laminate edges during the impulse tests, etc. Such measurements may be less representative of losses in service.

10.6 Measurement of the harmonics of the no-load current

The harmonics of the no-load current in the three phases are measured and the magnitude of the harmonics is expressed as a percentage of the fundamental component.

10.7 Measurement of zero-sequence impedance(s) on three-phase transformers

The zero-sequence impedance is measured at rated frequency between the line terminals of a star-connected or zigzag-connected winding connected together, and its neutral terminal. It is expressed in ohms per phase and is given by $3 U/I$, where U is the test voltage and I is the test current.

The test current per phase $\frac{I}{3}$ shall be stated

It shall be ensured that the current in the neutral connection is compatible with its current-carrying capability.

In the case of a transformer with an additional delta-connected winding, the value of the test current shall be such that the current in the delta-connected winding is not excessive, taking into account the duration of application.

If winding balancing ampere-turns are missing in the zero-sequence system, for example, in a star-star-connected transformer without delta winding, the applied voltage shall not exceed the phase-to-neutral voltage at normal operation. The current in the neutral and the duration of application should be limited to avoid excessive temperatures of metallic constructional parts.

In the case of transformers having more than one star-connected winding with neutral terminal, the zero-sequence impedance is dependent upon the connection (see 3.7.3) and the tests to be made shall be subject to agreement between the manufacturer and the purchaser.

Auto-transformers with a neutral terminal intended to be permanently connected to earth shall be treated as normal transformers with two star-connected windings. Thereby, the series winding and the common winding together form one measuring circuit, and the common winding alone forms the other. The measurements are carried out with a current not exceeding the difference between the rated currents on the low-voltage side and the high-voltage side.

NOTE 1 In conditions where winding balancing ampere-turns are missing, the relation between voltage and current is generally not linear. In that case several measurements at different values of current may give useful information.

NOTE 2 The zero-sequence impedance is dependent upon the physical disposition of the windings and the magnetic parts and measurements on different windings may not, therefore, agree.

10.8 Tests on on-load tap-changers

10.8.1 Operation test

With the tap-changer fully assembled on the transformer the following sequence of operations shall be performed without failure:

- a) with the transformer un-energized, eight complete cycles of operation (a cycle of operation goes from one end of the tapping range to the other, and back again).
- b) with the transformer un-energized, and with the auxiliary voltage reduced to 85 % of its rated value, one complete cycle of operation.
- c) with the transformer energized at rated voltage and frequency at no load, one complete cycle of operation.
- d) with one winding short-circuited and, as far as practicable, rated current in the tapped winding, 10 tap-change operations across the range of two steps on each side from where a coarse or reversing changeover selector operates, or otherwise from the middle tapping.

10.8.2 Auxiliary circuits insulation test

After the tap-changer is assembled on the transformer, a power frequency test shall be applied to the auxiliary circuits as specified in IEC 60076-3.

11 Electromagnetic compatibility (EMC)

Power transformers shall be considered as passive elements in respect to emission of, and immunity to, electromagnetic disturbances.

NOTE 1 Certain accessories may be susceptible to electromagnetic interference.

NOTE 2 Passive elements are not liable to cause electromagnetic disturbances and their performance is not liable to be affected by such disturbances.

Annex A (normative)

Information required with enquiry and order

A.1 Rating and general data

A.1.1 Normal information

The following information shall be given in all cases:

- a) Particulars of the specifications to which the transformer shall comply.
- b) Kind of transformer, for example, separate winding transformer, auto-transformer or booster transformer.
- c) Single or three-phase unit.
- d) Number of phases in system.
- e) Frequency.
- f) Dry-type or oil-immersed type. If oil-immersed type, whether mineral oil or synthetic insulating liquid. If dry-type, degree of protection (see IEC 60529).
- g) Indoor or outdoor type.
- h) Type of cooling.
- i) Rated power for each winding and, for tapping range exceeding $\pm 5\%$, the specified maximum current tapping, if applicable.
If the transformer is specified with alternative methods of cooling, the respective lower power values are to be stated together with the rated power (which refers to the most efficient cooling).
- j) Rated voltage for each winding.
- k) For a transformer with tapplings:
 - which winding is tapped, the number of tapplings, and the tapping range or tapping step;
 - whether 'off-circuit' or 'on-load' tap-changing is required;
 - if the tapping range is more than $\pm 5\%$, the type of voltage variation, and the location of the maximum current tapping, if applicable, see 5.4.
- l) Highest voltage for equipment (U_m) for each winding (with respect to insulation, see IEC 60076-3).
- m) Method of system earthing (for each winding).
- n) Insulation level (see IEC 60076-3), for each winding.
- o) Connection symbol and neutral terminals, if required for any winding.
- p) Any peculiarities of installation, assembly, transport and handling. Restrictions on dimensions and mass.
- q) Details of auxiliary supply voltage (for fans and pumps, tap-changer, alarms, etc.).
- r) Fittings required and an indication of the side from which meters, rating plates, oil-level indicators, etc., shall be legible.
- s) Type of oil preservation system.
- t) For multi-winding transformers, required power-loading combinations, stating, when necessary, the active and reactive outputs separately, especially in the case of multi-winding auto-transformers.

A.1.2 Special information

The following additional information may need to be given:

- a) If a lightning impulse voltage test is required, whether or not the test is to include chopped waves (see IEC 60076-3).
- b) Whether a stabilizing winding is required and, if so, the method of earthing.
- c) Short-circuit impedance, or impedance range (see annex C). For multi-winding transformers, any impedances that are specified for particular pairs of windings (together with relevant reference ratings if percentage values are given).
- d) Tolerances on voltage ratios and short-circuit impedances as left to agreement in table 1, or deviating from values given in the table.
- e) Whether a generator transformer is to be connected to the generator directly or through switchgear, and whether it will be subjected to load rejection conditions.
- f) Whether a transformer is to be connected directly or by a short length of overhead line to gas-insulated switchgear (GIS).
- g) Altitude above sea-level, if in excess of 1 000 m (3 300 ft).
- h) Special ambient temperature conditions, (see 1.2.1 b)), or restrictions to circulation of cooling air.
- i) Expected seismic activity at the installation site which requires special consideration.
- j) Special installation space restrictions which may influence the insulation clearances and terminal locations on the transformer.
- k) Whether load current wave shape will be heavily distorted. Whether unbalanced three-phase loading is anticipated. In both cases, details to be given.
- l) Whether transformers will be subjected to frequent overcurrents, for example, furnace transformers and traction feeding transformers.
- m) Details of intended regular cyclic overloading other than covered by 4.2 (to enable the rating of the transformer auxiliary equipment to be established).
- n) Any other exceptional service conditions.
- o) If a transformer has alternative winding connections, how they should be changed, and which connection is required ex works.
- p) Short-circuit characteristics of the connected systems (expressed as short-circuit power or current, or system impedance data) and possible limitations affecting the transformer design (see IEC 60076-5).
- q) Whether sound-level measurement is to be carried out (see IEC 60551).
- r) Vacuum withstand of the transformer tank and, possibly, the conservator, if a specific value is required.
- s) Any special tests not referred to above which may be required.

A.2 Parallel operation

If parallel operation with existing transformers is required, this shall be stated and the following information on the existing transformers given:

- a) Rated power.
- b) Rated voltage ratio.
- c) Voltage ratios corresponding to tapplings other than the principal tapping.

- d) Load loss at rated current on the principal tapping, corrected to the appropriate reference temperature.
- e) Short-circuit impedance on the principal tapping and at least on the extreme tapings, if the tapping range of the tapped winding exceeds $\pm 5\%$.
- f) Diagram of connections, or connection symbol, or both.

NOTE On multi-winding transformers, supplementary information will generally be required.

IECNORM.COM . Click to view the full PDF of IEC 60076-1:1993+AMD1:1999 CSV

Withdrawn

Annex B (informative)

Examples of specifications for transformers with tapplings

Example 1 – Constant flux voltage variation

Transformer having a 66 kV/20 kV three-phase 40 MVA rating and a $\pm 10\%$ tapping range on the 66 kV winding, with 11 tapping positions. Short notation: $(66 \pm 5 \times 2\%) / 20$ kV.

category of voltage variation:	CFVV
rated power:	40 MVA
rated voltages:	66 kV/20 kV
tapped winding:	66 kV (tapping range $\pm 10\%$)
number of tapping positions:	11

If this transformer shall have reduced power tapplings, say, from tapping -6% , add:

maximum current tapping:	tapping -6%
--------------------------	----------------

The tapping current of the HV winding is then limited to 372 A from the tapping -6% to the extreme tapping -10% where tapping power is reduced to 38,3 MVA.

Example 2 – Variable flux voltage variation

Transformer having a 66 kV/6 kV, three-phase 20 MVA rating and a $+15\%$, -5% tapping range on the HV winding, but having a constant tapping voltage for the HV winding and a variable tapping voltage for the LV winding, between:

$$\frac{6}{0,95} = 6,32 \text{ kV} \quad \text{to} \quad \frac{6}{1,05} = 5,71 \text{ kV}$$

category of voltage variation:	VFVV
rated power:	20 MVA
rated voltages:	66 kV/6 kV
tapped winding:	66 kV (tapping range $+15\%$, -5%)
number of tapping positions:	13
tapping voltages of 6 kV winding:	6,32 kV, 6 kV, 5,71 kV

If this transformer shall have reduced power tapplings, add for example:

maximum current tapping:	tapping $+5\%$.
--------------------------	------------------

The 'tapping current' of the untapped winding (LV) is then limited to 2 020 A from the tapping $+5\%$ to the extreme tapping $+15\%$ where the tapping power is reduced to 18,3 MVA.

Example 3 – Combined voltage variation

Transformer having a 160 kV/20 kV three-phase 40 MVA rating and a $\pm 15\%$ tapping range on the 160 kV winding. The changeover point (maximum voltage tapping), is at $+6\%$, and there is also a maximum current tapping in the CFVV range at -9% :

tapped winding: 160 kV, range $\pm 10 \times 1,5\%$.

Tappings	Voltage ratio	Tapping voltage		Tapping current		Tapping power S MVA
		U_{HT} kV	U_{BT} kV	I_{HT} A	I_{BT} A	
1 (+15 %)	9,20	169,6	18,43	125,6	1 155	36,86
7 (+6 %)	8,48	169,6	20	136,2	1 155	40
11 (0 %)	8	160	20	144,4	1 155	40
17 (–9 %)	7,28	145,6	20	158,7	1 155	40
21 (–15%)	6,80	136	20	158,7	1 080	37,4

NOTE 1 On completing with data for intermediate tapplings, the preceding table can be used on a rating plate.

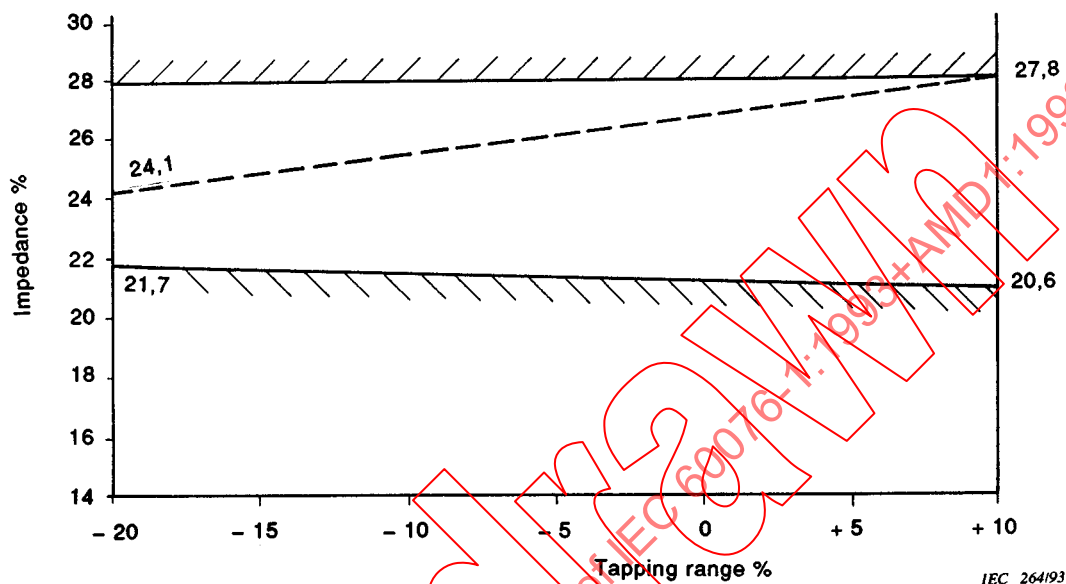
NOTE 2 Compare this specification and a CFVV specification which would be:

(160 $\pm 15\%$) / 20 kV – 40 MVA

The difference is that the HV tapping voltage, according to the example, does not exceed the 'system highest voltage' of the HV system, which is 170 kV (IEC standardized value). The quantity 'highest voltage for equipment' which characterizes the insulation of the winding, is also 170 kV (see IEC 60076-3).

Annex C (informative)

Specification of short-circuit impedance by boundaries



The upper boundary is a constant value of short-circuit impedance as a percentage, which is determined by the permissible voltage drop at a specified loading and at a specified power factor.

The lower boundary is determined by permissible overcurrent on the secondary side during a through-fault.

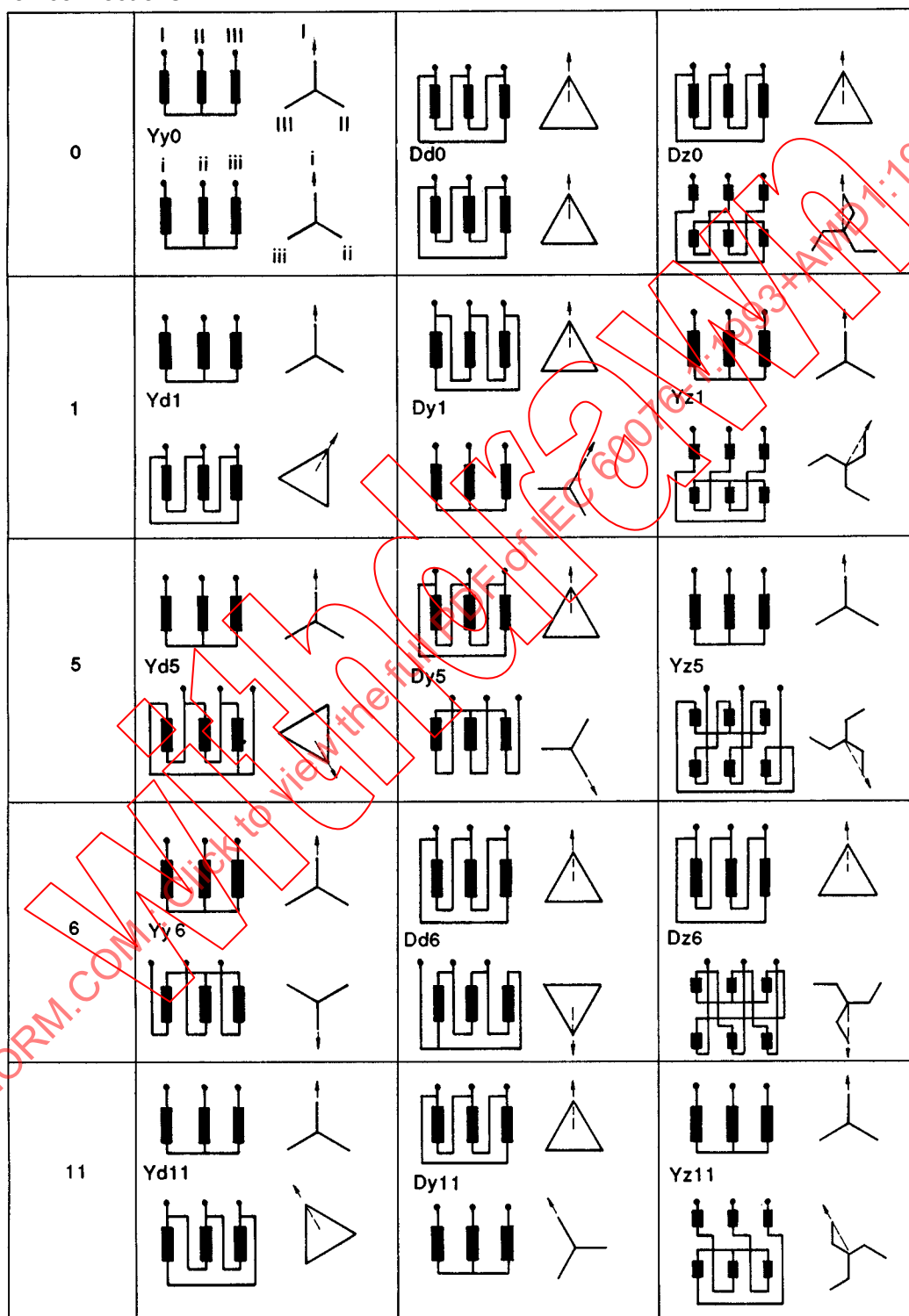
The dashed line is an example of a transformer short-circuit impedance curve which would satisfy this specification.

Figure C.1 – Example of specification of short-circuit impedance by boundaries

Annex D (informative)

Three-phase transformer connections

Common connections



IEC 265/93

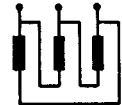
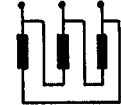
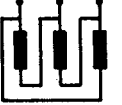
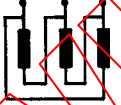
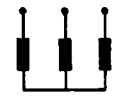
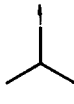
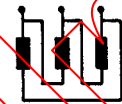
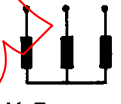
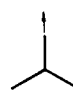
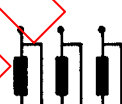
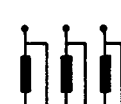
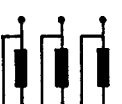
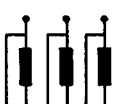
Conventions of drawing are the same as in figure 2 (clause 6) of the main document.

NOTE It should be noted that these conventions differ from those previously used in figure 5 of IEC 60076-4 (1976).

Figure D.1 – Common connections

Three-phase transformer connections (concluded)

Additional connections

2		  Dd2	  Dz2
4		  Dd4	  Dz4
7	  Yd7	  Dy7	  Yz7
8		  Dd8	  Dz8
10		  Dd10	  Dz10

IEC 266/93

Conventions of drawing are the same as in figure 2 (clause 6) of the main document.

NOTE It should be noted that these conventions differ from those previously used in figure 5 of IEC 60076-4 (1976).

Figure D.2 – Additional connections

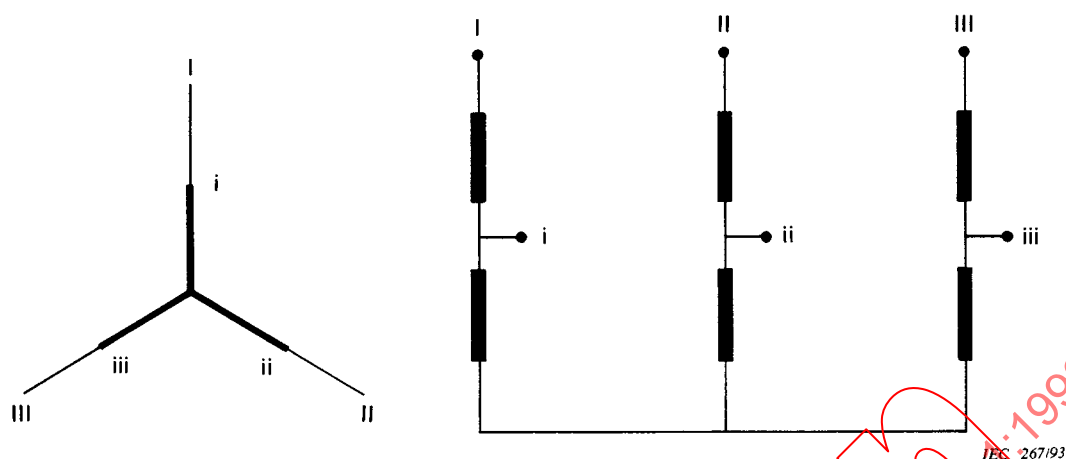


Figure D.3 – Designation of connections of three-phase auto-transformers by connection symbols. Auto-transformer Ya0

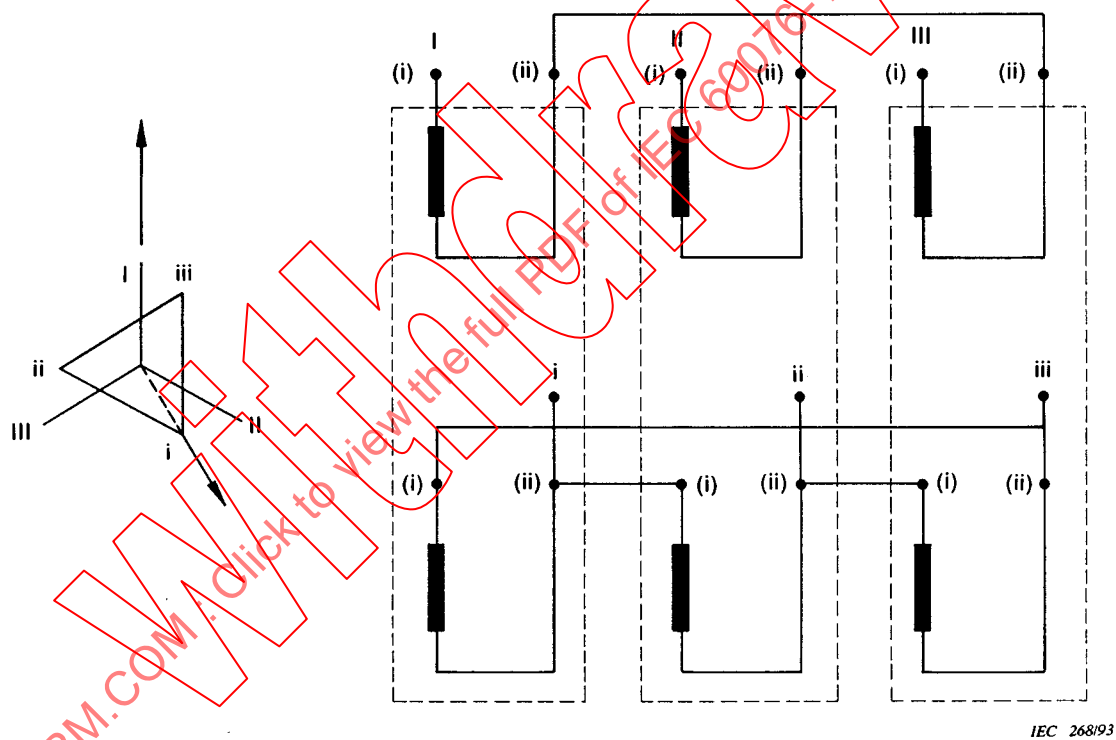


Figure D.4 – Example of three single-phase transformers connected to form a three-phase bank (connection symbol Yd5)

Annex E (normative)

Temperature correction of load loss

List of symbols

Index 1	Refers to measurement of 'cold winding resistance' (10.2).
Index 2	Indicates conditions during measurement of load loss (10.4).
r	Indicates conditions at 'reference temperature' (10.1).
R	Resistance.
θ	Winding temperature in °C.
P	Load loss.
I	Specified load current for loss determination (rated current, tapping current, other specified value related to a particular loading case).
P_a	'Additional loss'.

The winding resistance measurement is made at a temperature θ_1 . The measured value is R_1 .

The load loss is measured with the winding at an average temperature θ_2 . The measured loss referred to specified current I , is P_2 . This loss is composed of 'ohmic loss': $I^2 R_2$ and 'additional loss': P_{a2}

$$R_2 = R_1 \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_1} \text{ (copper)} \quad R_2 = R_1 \frac{225 + \theta_2}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{a2} = P_2 - I^2 R_2$$

At reference temperature θ_r , the winding resistance is R_r , the additional loss P_{ar} , the whole load loss P_r .

$$R_r = R_1 \frac{235 + \theta_r}{235 + \theta_1} \text{ (copper)} \quad R_r = R_1 \frac{225 + \theta_r}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{235 + \theta_2}{235 + \theta_r} \quad P_{ar} = P_{a2} \frac{225 + \theta_2}{225 + \theta_r}$$

For oil-immersed transformers with reference temperature 75 °C the formulae become as follows:

$$R_r = R_1 \frac{310}{235 + \theta_1} \text{ (copper)} \quad R_r = R_1 \frac{300}{225 + \theta_1} \text{ (aluminium)}$$

$$P_{ar} = P_{a2} \frac{235 + \theta_2}{310} \quad P_{ar} = P_{a2} \frac{225 + \theta_2}{300}$$

Finally: $P_r = I^2 R_r + P_{ar}$

Annex F (informative)

Bibliography

ANSI/IEEE C 57.12.00 *General requirements for liquid-immersed distribution, power and regulating transformers*

IEC 60076-4 (1976) *Power transformers – Part 4: Tappings and connections* (superseded by this part of IEC 60076)

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	48
Articles	
1 Domaine d'application et conditions de service	49
1.1 Domaine d'application	49
1.2 Conditions de service	49
2 Références normatives	50
3 Définitions	51
3.1 Généralités	51
3.2 Bornes et point neutre	52
3.3 Enroulements	53
3.4 Régime assigné	54
3.5 Prises	55
3.6 Pertes et courant à vide	57
3.7 Impédance de court-circuit et chute de tension	57
3.8 Echauffement	58
3.9 Isolement	58
3.10 Connexions (ou couplage)	58
3.11 Types d'essais	59
3.12 Données météorologiques concernant le refroidissement	60
4 Régime assigné	60
4.1 Puissance assignée	60
4.2 Cycle de charge	61
4.3 Valeurs préférentielles de la puissance assignée	61
4.4 Fonctionnement à une tension supérieure à la tension assignée et/ou à fréquence perturbée	61
5 Prescriptions pour les transformateurs possédant un enroulement à prises	61
5.1 Généralités – Notation d'étendue de prises	61
5.2 Tension de prise – courant de prise. Catégories standards de réglage de tension de prise. Prise à tension maximale	62
5.3 Puissance de prise. Prises à pleine puissance – prises à puissance réduite	65
5.4 Spécification des prises dans l'appel d'offres et la commande	66
5.5 Spécification de l'impédance de court-circuit	66
5.6 Pertes dues à la charge et échauffement	67
6 Symboles des couplages et des déphasages pour les transformateurs triphasés	67
7 Plaques signalétiques	70
7.1 Informations à donner dans tous les cas	70
7.2 Informations supplémentaires à donner le cas échéant	70
8 Prescriptions diverses	71
8.1 Dimensionnement de la connexion de neutre	71
8.2 Système de préservation d'huile	71
8.3 Déclenchement de la charge sur les transformateurs de groupe	71
9 Tolérances	72

Articles	Pages
10 Essais	7 4
10.1 Conditions générales pour les essais individuels, les essais de type et les essais spéciaux	7 4
10.2 Mesure de la résistance des enroulements	75
10.3 Mesure du rapport de transformation et contrôle du déphasage	7 6
10.4 Mesure de l'impédance de court-circuit et des pertes dues à la charge	7 6
10.5 Mesures des pertes et du courant à vide	7 6
10.6 Mesure des harmoniques du courant à vide	7 7
10.7 Mesures d'impédance(s) homopolaires(s) sur des transformateurs triphasés	7 7
10.8 Essais sur les changeurs de prises en charge	7 8
11 Compatibilité électromagnétique (CEM)	7 8
 Annexe A (normative) Renseignements à fournir à l'appel d'offres et à la commande	7 9
Annexe B (informative) Exemples de spécifications de transformateurs avec prises de réglage	8 2
Annexe C (informative) Spécification d'impédance de court-circuit par les limites	8 4
Annexe D (informative) Couplage des transformateurs triphasés	85
Annexe E (normative) Influence de la température sur les pertes dues à la charge	88
Annexe F (informative) Bibliographie	89
 Figure 1a) – Réglage à flux constant RFC	6 4
Figure 1b) – Réglage à flux variable RFV	6 4
Figure 1c) – Réglage combiné RCb	6 5
Figure 2 – Illustration des «indices horaires» – trois exemples	6 8
Figure C.1 – Exemple de spécification d'impédance de court-circuit par les limites	8 4
Figure D.1 – Couplages usuels	85
Figure D.2 – Couplages additionnels	86
Figure D.3 – Désignation des couplages des autotransformateurs triphasés par des symboles de couplage. Autotransformateur Ya0	87
Figure D.4 – Exemple de trois transformateurs monophasés formant un groupe triphasé (symbole de couplage Yd5)	87

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 1: Généralités

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Électrotechnique Internationale) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux (Comités nationaux de la CEI). La CEI a pour objet de favoriser la coopération internationale pour toutes les questions de normalisation dans les domaines de l'électricité et de l'électronique. A cet effet, la CEI, entre autres activités, publie des Normes internationales. Leur élaboration est confiée à des comités d'études, aux travaux desquels tout Comité national intéressé par le sujet traité peut participer. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec la CEI, participent également aux travaux. La CEI collabore étroitement avec l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), selon des conditions fixées par accord entre les deux organisations.
- 2) Les décisions ou accords officiels de la CEI concernant les questions techniques représentent, dans la mesure du possible, un accord international sur les sujets étudiés, étant donné que les Comités nationaux intéressés sont représentés dans chaque comité d'études.
- 3) Les documents produits se présentent sous la forme de recommandations internationales. Ils sont publiés comme normes, spécifications techniques, rapports techniques ou guides et agréés comme tels par les Comités nationaux.
- 4) Dans le but d'encourager l'unification internationale, les Comités nationaux de la CEI s'engagent à appliquer de façon transparente, dans toute la mesure possible, les Normes internationales de la CEI dans leurs normes nationales et régionales. Toute divergence entre la norme de la CEI et la norme nationale ou régionale correspondante doit être indiquée en termes clairs dans cette dernière.
- 5) La CEI n'a fixé aucune procédure concernant le marquage comme indication d'approbation et sa responsabilité n'est pas engagée quand un matériel est déclaré conforme à l'une de ses normes.
- 6) L'attention est attirée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. La CEI ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et de ne pas avoir signalé leur existence.

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

La présente version consolidée de la CEI 60076-1 comprend la deuxième édition (1993) [documents 14(BC)75 et 14(BC)77], son amendement 1 (1999) [documents 14/344/FDIS et 14/345/RVD] et son corrigendum de juin 1997.

Le contenu technique de cette version consolidée est donc identique à celui de l'édition de base et à son amendement; cette version a été préparée par commodité pour l'utilisateur.

Elle porte le numéro d'édition 2.1.

Une ligne verticale dans la marge indique où la publication de base a été modifiée par l'amendement 1.

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

Partie 1:1993, Généralités.

Partie 2:1993, Echauffement.

Partie 3:1980, Niveaux d'isolement et essais diélectriques.

Partie 5:1976, Tenue au court-circuit.

Les annexes A et E font partie intégrante de cette norme.

Les annexes B, C, D et F sont données uniquement à titre d'information.

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE –

Partie 1: Généralités

1 Domaine d'application et conditions de service

1.1 Domaine d'application

La présente partie de la Norme internationale CEI 60076 s'applique aux transformateurs triphasés et monophasés (y compris les autotransformateurs), à l'exception de certaines catégories de petits transformateurs et de transformateurs spéciaux, tels que:

- transformateurs de puissance assignée inférieure à 1 kVA en monophasé, et 5 kVA en triphasé;
- transformateurs de mesure;
- transformateurs pour convertisseurs statiques;
- transformateurs de traction montés sur matériel roulant;
- transformateurs de démarrage;
- transformateurs d'essais;
- transformateurs de soudure.

Lorsqu'il n'existe pas de normes de la CEI pour des catégories de transformateurs telles que celles-ci, la présente partie de la CEI 60076 peut néanmoins être appliquée en tout ou partie.

Pour ces catégories de transformateurs de puissance et de bobines d'inductance qui disposent d'une norme CEI appropriée, cette partie est applicable uniquement dans la mesure où il y est fait explicitement référence dans l'autre norme*.

A plusieurs endroits dans cette partie, il est prescrit ou recommandé qu'un accord doit être obtenu concernant des solutions techniques ou des procédures additionnelles. Un tel accord sera établi entre le constructeur et l'utilisateur. Il y a lieu que ces questions soient soulevées assez tôt et que les accords soient inclus dans la spécification du contrat.

1.2 Conditions de service

1.2.1 Conditions normales de service

Cette partie de la CEI 60076 contient les prescriptions détaillées pour les transformateurs destinés à être utilisés dans les conditions suivantes:

a) Altitude

Altitude ne dépassant pas 1 000 m.

b) Température ambiante et fluide de refroidissement

La température de l'air ambiant est comprise entre -25 °C et $+40\text{ °C}$. Dans le cas des transformateurs refroidis à l'eau, la température de l'eau à l'entrée ne dépasse pas $+25\text{ °C}$.

* De telles normes existent pour les transformateurs de type sec (CEI 60726), les bobines d'inductance en général (CEI 60289), les transformateurs et bobines de traction (CEI 60310), et une norme est en cours d'élaboration pour les transformateurs pour convertisseurs statiques.

Des limites supplémentaires pour le refroidissement sont données:

- pour les transformateurs immergés dans l'huile dans la CEI 60076-2;
- pour les transformateurs de type sec dans la CEI 60726.

c) Forme d'onde de la tension d'alimentation.

La tension d'alimentation a une forme d'onde pratiquement sinusoïdale.

NOTE Cette prescription n'est normalement pas critique dans les réseaux publics d'alimentation mais elle peut avoir à être reconsidérée dans les installations comportant une charge considérable en convertisseur. Dans de tels cas il y a une règle conventionnelle telle que la déformation ne doit pas excéder 5 % pour le contenu total des harmoniques ni 1 % pour celles d'ordre pair. Prendre aussi en considération l'importance des harmoniques de courant pour les pertes dues à la charge et l'échauffement.

d) Symétrie des tensions d'alimentation triphasées

Pour les transformateurs triphasés, les tensions d'alimentation triphasées sont pratiquement symétriques.

e) Environnement

Un environnement à faible degré de pollution (voir la CEI 60137 et la CEI 60815), qui ne demande pas de mesures particulières concernant l'isolement des traversées ou du transformateur lui-même.

Un environnement qui ne nécessite pas de prendre en compte un risque sismique dans la conception. (On considère que c'est le cas quand l'accélération verticale a_g est inférieure à 2 m/s^2 .)*

1.2.2 Dispositions pour conditions de services exceptionnelles

Toutes les conditions anormales de service qui peuvent nécessiter des considérations spéciales dans la conception d'un transformateur doivent être précisées dans l'appel d'offre et la commande. Ce peut être des facteurs tels qu'une altitude élevée, une température trop élevée ou trop basse, une humidité de type tropical, une activité sismique, une pollution sévère, des conditions anormales de tension et de formes d'onde de courant de charge et des charges intermittentes. Il peut s'agir aussi des conditions de transport, de stockage et d'installation, telles que des limites de masse ou de dimensions (voir l'annexe A).

Des règles complémentaires pour le régime assigné et les conditions d'essais sont données dans d'autres publications:

- Pour l'échauffement et le refroidissement sous une température ambiante élevée ou à haute altitude, dans la CEI 60076-2 pour les transformateurs immergés dans l'huile, et dans la CEI 60726 pour les transformateurs de type sec.
- Pour l'isolement externe à haute altitude, dans les CEI 60073-3 et 60076-3-1 pour les transformateurs immergés dans l'huile et dans la CEI 60726 pour les transformateurs de type sec.

2 Références normatives

Les documents normatifs suivants contiennent des dispositions qui, par suite de la référence qui y est faite, constituent des dispositions valables pour la présente partie de la CEI 60076. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Tout document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente partie de la CEI 60076 sont invitées à rechercher la possibilité d'appliquer les éditions les plus récentes des documents normatifs indiqués ci-après. Les membres de la CEI et de l'ISO possèdent le registre des Normes internationales en vigueur.

* Voir la CEI 60068-3-3.

CEI 60050(421):1990, *Vocabulaire Electrotechnique International – Chapitre 421: Transformateurs de puissance et bobines d'inductance*

CEI 60068-3-3:1991, *Essais d'environnement – Troisième partie: Guide. Méthodes d'essais sismiques applicables aux matériels*

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

CEI 60076-3:1980, *Transformateurs de puissance – Troisième partie: Niveaux d'isolement et essais diélectriques*

CEI 60076-3-1:1987, *Transformateurs de puissance – Troisième partie: Niveaux d'isolement et essais diélectriques. Distances d'isolement dans l'air*

CEI 60076-5:1976, *Transformateurs de puissance – Cinquième partie: Tenue au court-circuit*

CEI 60137:1984, *Traversées isolées pour tensions alternatives supérieures à 1 000 V*

CEI 60354:1991, *Guide de charge pour transformateurs de puissance immergés dans l'huile*

CEI 60529:1989, *Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP)*

CEI 60551:1987, *Détermination des niveaux de bruit des transformateurs et des bobines d'inductance*

CEI 60606:1978, *Guide d'application pour les transformateurs de puissance*

CEI 60726:1982, *Transformateurs de puissance de type sec*

CEI 60815:1986, *Guide pour le choix des isolateurs sous pollution*

CEI 60905:1987, *Guide de charge pour transformateurs de puissance du type sec*

ISO 3:1973, *Nombres normaux – Séries de nombres normaux*

ISO 9001:1987, *Systèmes qualité – Modèle pour l'assurance de la qualité en conception/développement, production, installation et soutien après vente*

3 Définitions

Dans le cadre de la présente partie de la CEI 60076 les définitions suivantes sont applicables. Les autres termes utilisés ont la signification qui leur est attribuée par le Vocabulaire Electrotechnique International (VEI).

3.1 Généralités

3.1.1

transformateur de puissance

appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et de courant de valeurs généralement différentes à la même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique [VEI 421-01-01, modifié]

3.1.2

autotransformateur*

transformateur dont au moins deux enroulements ont une partie commune [VEI 421-01-11]

3.1.3

transformateur survolteur-dévolteur

transformateur dont l'un des enroulements est destiné à être inséré en série dans un circuit, dans le but d'en modifier la tension et ou le déphasage. L'autre enroulement est un enroulement d'excitation. [VEI 421-01-12, modifié]

3.1.4

transformateur immergé dans l'huile

transformateur dont le circuit magnétique et les enroulements sont immergés dans l'huile [VEI 421-01-14]

NOTE Dans le cadre de la présente norme, tout liquide isolant, huile minérale ou autre produit est assimilé à l'huile.

3.1.5

transformateur du type sec

transformateur dont le circuit magnétique et les enroulements ne sont pas immergés dans un diélectrique liquide [VEI 421-01-16]

3.1.6

système de préservation d'huile

dans un transformateur immergé dans l'huile, le système qui absorbe la dilatation thermique de l'huile. On peut parfois empêcher ou diminuer le contact entre l'huile et l'air ambiant

3.2 Bornes et point neutre

3.2.1

borne

pièce conductrice destinée à relier un enroulement à des conducteurs extérieurs

3.2.2

borne de ligne

borne destinée à être reliée à un conducteur de ligne d'un réseau [VEI 421-02-01]

3.2.3

borne neutre

a) Pour les transformateurs triphasés et les groupes triphasés constitués de transformateurs monophasés.

Borne(s) reliée(s) au point commun (le point neutre) d'un enroulement couplé en étoile ou en zigzag.

b) Pour les transformateurs monophasés:

Borne destinée à être reliée à un point neutre d'un réseau [VEI 421-02-02, modifié]

3.2.4

point neutre

point d'un système symétrique de tensions qui est normalement au potentiel zéro

3.2.5

bornes homologues

bornes des différents enroulements d'un transformateur, marquées avec les mêmes lettres ou avec des symboles correspondants [VEI 421-02-03]

* Quand il y a lieu de dire qu'un transformateur n'est pas autoconnecté, on a l'habitude de parler de transformateur «à enroulement séparés» ou de transformateur «à double enroulement» (voir VEI 421-01-13).

3.3 Enroulements

3.3.1

enroulement

ensemble des spires formant un circuit électrique associé à l'une des tensions pour lesquelles le transformateur a été établi

NOTE Pour un transformateur triphasé, «l'enroulement» est l'ensemble des enroulements de phase (voir 3.3.3). [VEI 421-03-01, modifié]

3.3.2

enroulement à prises

enroulement tel que le nombre de spires peut être modifié par échelons

3.3.3

enroulement de phase

ensemble des spires formant une phase d'un enroulement triphasé

NOTE Le terme «enroulement de phase» ne doit pas être utilisé pour désigner l'ensemble des bobines d'une colonne déterminée. [VEI 421-03-02, modifié]

3.3.4

enroulement haute tension*

enroulement dont la tension assignée est la plus élevée [VEI 421-03-03]

3.3.5

enroulement basse tension*

enroulement dont la tension assignée est la plus basse [VEI 421-03-04]

NOTE Pour un transformateur survolteur-dévolteur, l'enroulement dont la tension assignée est la plus basse peut être celui dont le niveau d'isolement est le plus élevé

3.3.6

enroulement à tension intermédiaire*

dans les transformateurs à plus de deux enroulements, enroulement dont la tension assignée est intermédiaire entre la plus haute et la plus basse des tensions assignées

[VEI 421-03-05]

3.3.7

enroulement auxiliaire

enroulement prévu pour une charge faible comparée à la puissance assignée du transformateur [VEI 421-03-08]

3.3.8

enroulement de stabilisation

enroulement supplémentaire en triangle, utilisé sur un transformateur à couplage étoile-étoile ou étoile-zigzag, dans le but de réduire son impédance homopolaire, voir 3.7.3

[VEI 421-03-09, modifié]

NOTE Un enroulement n'est considéré comme un enroulement de stabilisation que s'il n'est pas destiné à être relié à un circuit externe pour des couplages triphasés.

3.3.9

enroulement commun

partie commune des enroulements d'un autotransformateur [VEI 421-03-10]

* L'enroulement qui reçoit en service, la puissance active du réseau d'alimentation est désigné comme un «enroulement primaire» et celui qui délivre la puissance active à une charge comme un «enroulement secondaire». Ces termes n'ont pas de signification pour celui des enroulements qui a la plus grande tension assignée et ne devraient pas être utilisés, exception faite dans le contexte du sens du transit de la puissance active (voir VEI 421-03-06 et 07). Un enroulement supplémentaire dans le transformateur, habituellement avec une valeur de puissance assignée plus faible que celle de l'enroulement secondaire, est souvent désigné comme un «enroulement tertiaire», voir aussi la définition 3.3.8.

3.3.10

enroulement série

partie de l'enroulement d'un autotransformateur ou enroulement d'un transformateur survolteur-dévolteur qui est destinée à être connectée en série avec un circuit [VEI 421-03-11]

3.3.11

enroulement d'excitation

enroulement d'un transformateur survolteur-dévolteur qui est destiné à fournir la puissance à l'enroulement série [VEI 421-03-12]

3.4 Régime assigné

3.4.1

régime assigné

ensemble des valeurs numériques attribuées aux grandeurs qui définissent le fonctionnement du transformateur, dans les conditions spécifiées dans cette partie de la CEI 60076 et qui servent de base aux garanties du constructeur et aux essais

3.4.2

grandeurs assignées

grandeurs (tension, courant, etc.) dont les valeurs numériques définissent le régime assigné

NOTE 1 Pour les transformateurs avec prises, sauf spécification contraire, les grandeurs assignées sont relatives à la prise principale (voir 3.5.2). Les grandeurs correspondantes avec des significations analogues pour les autres prises sont appelées grandeurs de prise (voir 3.5.10).

NOTE 2 Sauf spécification contraire, les tensions et courants sont toujours exprimés par leurs valeurs efficaces.

3.4.3

tension assignée d'un enroulement (U_r)

tension spécifiée pour être appliquée ou développée, en fonctionnement à vide entre les bornes d'un enroulement sans prise ou d'un enroulement avec prises connecté sur la prise principale (voir 3.5.2). Pour un enroulement triphasé, c'est la tension entre les bornes de ligne. [VEI 421-04-01, modifié]

NOTE 1 Les tensions assignées de tous les enroulements, apparaissent simultanément en fonctionnement à vide, quand la tension appliquée à l'un d'entre eux est à sa valeur assignée.

NOTE 2 Dans le cas des transformateurs monophasés destinés à être connectés en étoile pour construire un groupe triphasé, la tension assignée est indiquée par la tension entre phases divisée par $\sqrt{3}$ par exemple $U_r = 400\sqrt{3}$ kV

NOTE 3 Pour l'enroulement série d'un transformateur survolteur-dévolteur triphasé, qui est constitué d'enroulements de phase indépendants (voir 3.10.5), la tension assignée est indiquée comme si l'enroulement était connecté en étoile, par exemple $U_r = 23\sqrt{3}$ kV.

3.4.4

rapport de transformation assigné

rapport entre la tension assignée d'un enroulement et celle d'un autre enroulement caractérisé par une tension assignée inférieure ou égale [VEI 421-04-02]

3.4.5

fréquence assignée (f_r)

fréquence à laquelle le transformateur est destiné à fonctionner [VEI 421-04-03, modifié]

3.4.6

puissance assignée (S_r)

valeur conventionnelle de la puissance apparente d'un enroulement qui détermine le courant assigné dès lors qu'on connaît la tension assignée

NOTE 1 Les deux enroulements d'un transformateur à deux enroulements ont la même puissance assignée; cette puissance est, par définition, la puissance assignée du transformateur lui-même.

NOTE 2 Dans le cas des transformateurs à plus de deux enroulements, en divisant par deux la somme arithmétique des puissance assignées de tous les enroulements (enroulements séparés, non autoconnectés), on obtient une estimation grossière du dimensionnement du transformateur équivalent à deux enroulements.

3.4.7

courant assigné (I_r)

courant arrivant à une borne de ligne d'un enroulement, déterminé à partir de la puissance assignée S_r et de tension assignée U_r de cet enroulement [VEI 421-04-05, modifié]

NOTE 1 Pour un enroulement triphasé, le courant assigné I_r est donné par:

$$I_r = \frac{S_r}{\sqrt{3} \times U_r} \text{ A}$$

NOTE 2 Pour les enroulements des transformateurs monophasés destinés à être couplés en triangle pour constituer un groupe triphasé, le courant assigné est obtenu en divisant le courant de ligne par $\sqrt{3}$, par exemple:

$$I_r = \frac{500}{\sqrt{3}} \text{ A}$$

3.5 Prises

3.5.1

prise

dans un transformateur ayant un enroulement à prises, un branchement particulier de cet enroulement représentant un nombre effectif défini de spires dans l'enroulement à prises et, par conséquent, un rapport défini des spires entre cet enroulement et tout autre enroulement ayant un nombre de spires fixé

NOTE L'une des prises est la prise principale, et les autres prises sont définies par rapport à la prise principale, en fonction de leur facteur de prise. Voir les définitions de ces termes ci-dessous.

3.5.2

prise principale

prise à laquelle se réfèrent les grandeurs assignées [VEI 421-05-02]

3.5.3

facteur de prise (correspondant à une prise donnée)

le rapport:

$$\frac{U_d}{U_r} \text{ (facteur de prise)} \quad \text{ou} \quad 100 \frac{U_d}{U_r} \text{ (facteur de prise exprimé en pourcentage)}$$

où

U_r est la tension assignée de l'enroulement (voir 3.4.3);

U_d est la tension qui serait développée aux bornes de l'enroulement, connecté sur la prise considérée, dans un fonctionnement à vide en appliquant à un enroulement sans prise, sa tension assignée.

NOTE Cette définition n'est pas applicable à l'enroulement série d'un transformateur survolteur-dévolteur (voir 3.1.3), dans ce cas, le rapport exprimé en pourcentage correspondrait à la tension de l'enroulement d'excitation ou de l'enroulement du transformateur associé. [VEI 421-05-03, modifié]

3.5.4

prise additive

prise dont le facteur de prise est supérieur à 1 [VEI 421-05-04]

3.5.5

prise soustractive

prise dont le facteur de prise est inférieur à 1 [VEI 421-05-05]

3.5.6

échelon de réglage

différence entre les facteurs de prises exprimés sous la forme d'un pourcentage de deux prises adjacentes [VEI 421-05-06]

3.5.7

étendue de prises

étendue de variation du facteur de prise exprimé sous la forme d'un pourcentage, par rapport à la valeur «100»

NOTE Si ce facteur varie de $100 + a$ à $100 - b$, l'étendue de prises s'exprime par $+a \%$, $-b \%$ ou $\pm a \%$ si $a = b$ [VEI 421-05-07]

3.5.8

rapport de transformation de prise (d'une paire d'enroulements)

rapport qui est égal au rapport de transformation assigné:

- multiplié par le facteur de prise de l'enroulement à prises si celui-ci est l'enroulement haute tension;
- divisé par le facteur de prise de l'enroulement à prises, si celui-ci est l'enroulement basse tension. [VEI 421-05-08]

NOTE Alors que le rapport de transformation assigné est, par définition, au moins égal à 1, le rapport de transformation de prise peut être inférieur à 1 pour certaines prises quand le rapport de transformation assigné est voisin de 1.

3.5.9

régime de prise

l'ensemble des valeurs numériques attribuées aux grandeurs, analogues aux grandeurs assignées, qui correspondent aux prises autres que la prise principale (voir l'article 5 et la CEI 60606) [VEI 421-05-09, modifié]

3.5.10

grandeurs de prise

grandeurs dont les valeurs numériques définissent le régime de prise d'une prise particulière (autre que la prise principale)

NOTE Les grandeurs de prises existent pour tout enroulement du transformateur, pas seulement pour l'enroulement avec prises (voir 5.2 et 5.3).

Les grandeurs de prises sont:

- la tension de prise (voir tension assignée, 3.4.3);
- la puissance de prise (voir puissance assignée, 3.4.6);
- le courant de prise (voir courant assigné, 3.4.7). [VEI 421-05-10, modifié]

3.5.11

prise à pleine puissance

prise dont la puissance de prise est égale à la puissance assignée [VEI 421-05-14]

3.5.12

prise à puissance réduite

prise dont la puissance de prise est inférieure à la puissance assignée [VEI 421-05-15]

3.5.13

changeur de prises en charge

dispositif destiné à changer les connexions aux prises d'un enroulement et pouvant être manoeuvré lorsque le transformateur est sous tension ou en charge [VEI 421-11-01]

3.6 Pertes et courant à vide

NOTE Les valeurs se rapportent à la prise principale, sauf si une autre prise est spécifiée.

3.6.1

pertes à vides

puissance active absorbée quand la tension assignée (tension de prise) à la fréquence assignée est appliquée aux bornes de l'un des enroulements, l'autre (ou les autres) enroulement(s) étant à circuit ouvert [VEI 421-06-01, modifié]

3.6.2

courant à vide

valeur efficace du courant arrivant à une borne de ligne d'un enroulement, quand la tension assignée (tension de prise) à la fréquence assignée est appliquée à cet enroulement, l'autre (ou les autres) enroulement(s) étant à circuit ouvert

NOTE 1 Pour un transformateur triphasé, cette valeur représente la moyenne arithmétique des valeurs des courants dans les trois phases.

NOTE 2 Le courant à vide d'un enroulement est souvent exprimé en pourcentage du courant assigné de cet enroulement. Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, ce pourcentage est rapporté à l'enroulement ayant la puissance assignée la plus élevée. [VEI 421-06-02, modifié]

3.6.3

pertes dues à la charge

la puissance active relative à une paire d'enroulements, absorbée à la fréquence assignée et à la température de référence (voir 10.1), quand le courant assigné (courant de prise) traverse les bornes de ligne de l'un des enroulements, les bornes de l'autre enroulement étant court-circuitées. Les autres enroulements, s'il y en a, étant à circuit ouvert

NOTE 1 Pour un transformateur à deux enroulements, il n'y a qu'une combinaison d'enroulements et qu'une valeur de pertes dues à la charge. Pour un transformateur à plus de deux enroulements, il y a plusieurs valeurs de pertes dues à la charge, correspondant aux différentes combinaisons de deux enroulements (voir l'article 6 de la CEI 60606). La valeur des pertes dues à la charge pour tout le transformateur, correspond à une combinaison donnée des charges des différents enroulements. En général, cette valeur ne peut pas être déterminée par des mesures d'essai directes.

NOTE 2 Quand les enroulements de la paire ont des puissances assignées différentes, les pertes dues à la charge correspondent au courant assigné de celui des enroulements de la paire dont la puissance assignée est la plus faible et il convient de mentionner la puissance de référence.

3.6.4

pertes totales

somme des pertes à vide et des pertes dues à la charge

NOTE Les pertes dans les appareils auxiliaires, ne sont pas comprises dans les pertes totales et doivent être indiquées séparément [VEI 421-06-05, modifié]

3.7 Impédance de court-circuit et chute de tension

3.7.1

impédance de court-circuit d'une paire d'enroulements

impédance série équivalente $Z = R + jX$, exprimée en ohms, à la fréquence assignée et à la température de référence, mesurée aux bornes de l'un des deux enroulements, lorsque les bornes de l'autre enroulement sont court-circuitées et que les enroulements supplémentaires, s'ils existent, sont en circuit ouvert. Pour un transformateur triphasé, l'impédance est exprimée comme une impédance de phase (c'est-à-dire, en couplage étoile équivalent).

Pour un transformateur ayant un enroulement à prises, l'impédance de court-circuit est donnée sur une prise particulière. Sauf spécification contraire, cette prise est la prise principale.

NOTE Cette quantité peut être exprimée sous une forme sans dimension, en valeur relative, comme une fraction z de l'impédance de référence $Z_{\text{réf}}$ du même enroulement de la paire. En pourcentage, la notation est:

$$z = 100 \frac{Z}{Z_{\text{réf}}}$$

où

$$Z_{\text{réf}} = \frac{U^2}{S_r} \quad (\text{Formule valable pour les transformateurs triphasés et monophasés}).$$

U est la tension (tension assignée ou tension de prise) de l'enroulement pris pour Z et $Z_{\text{réf}}$.

S_r est la valeur de référence de la puissance assignée.

La valeur relative est aussi égale au quotient de la tension à appliquer pendant l'essai de court-circuit pour y faire circuler le courant assignée (ou courant de prise), par la tension assignée (ou tension de prise). Cette tension correspond à la tension de court-circuit [VEI 421-07-01] de la paire d'enroulement. Elle est normalement exprimée en pourcentage. [VEI 421-07-02, modifié]

3.7.2

chute ou augmentation de tension pour une condition de charge spécifiée

différence arithmétique entre la tension à vide d'un enroulement et la tension en charge aux bornes du même enroulement pour un courant de charge et un facteur de puissance spécifiés, la tension appliquée à l'autre (ou à l'un des autres) enroulement(s) étant égale:

- à sa valeur assignée, si le transformateur est connecté sur la prise principale (la tension à vide du premier enroulement est alors égale à sa valeur assignée),
- à la tension de prise si le transformateur est connecté sur une autre prise.

Cette différence s'exprime généralement sous la forme d'un pourcentage de la tension à vide du premier enroulement.

NOTE Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, la chute ou l'augmentation de tension dépend non seulement de la charge et du facteur de puissance de l'enroulement lui-même, mais aussi de la charge et du facteur de puissance des autres enroulements (voir la CEI 60606). [VEI 421-07-03]

3.7.3

impédance homopolaire (d'un enroulement triphasé)

impédance exprimée en ohms par phase à la fréquence assignée, entre les bornes de ligne d'un enroulement triphasé en étoile ou en zigzag reliées ensemble et sa borne neutre [VEI 421-07-04, modifié]

NOTE 1 L'impédance homopolaire peut avoir plusieurs valeurs, car elle dépend de la façon dont les bornes du ou des autres enroulements sont connectées et chargées.

NOTE 2 L'impédance homopolaire peut dépendre de la valeur du courant et de la température, en particulier pour les transformateurs sans enroulement triangle.

NOTE 3 L'impédance homopolaire peut aussi être exprimée en valeur relative de la même façon que l'impédance de court-circuit (système direct) voir 3.7.1.

3.8 Echauffement

Différence entre la température de la partie considérée et la température du fluide de refroidissement externe. [VEI 421-08-01, modifié]

3.9 Isolement

Pour les définitions se rapportant à l'isolement, voir la CEI 60076-3.

3.10 Connexions (ou couplage)

3.10.1

connexion étoile (connexion Y)

connexion des enroulements dans laquelle une extrémité de chaque enroulement de phase d'un transformateur triphasé ou de chaque enroulement de même tension assignée pour les transformateurs monophasés constituant un groupe triphasé, est connecté à un point commun (point neutre), l'autre extrémité étant reliée à la borne de ligne correspondante [VEI 421-10-01, modifié]

3.10.2

connexion triangle (connexion D)

connexion en série des enroulements de phase d'un transformateur triphasé, ou des enroulements de même tension assignée de transformateurs monophasés constituant un groupe triphasé, effectuée de manière à réaliser un circuit fermé [VEI 421-10-02, modifié]

3.10.3

connexion en triangle ouvert

connexion en série des enroulements dans laquelle les enroulements de phase d'un transformateur triphasé, ou les enroulements de même tension assignée de transformateurs monophasés constituant un groupe triphasé, sont connectés en triangle sans fermeture du triangle à l'un de ses sommets [VEI 421-10-03]

3.10.4

connexion en zigzag (connexion Z)

connexion des enroulements telle qu'une extrémité de chaque enroulement de phase d'un transformateur triphasé est reliée à un point commun (point neutre) et où chaque enroulement de phase comporte deux parties dans lesquelles sont induites des tensions déphasées

NOTE Ces deux parties ont normalement le même nombre de spires. [VEI 421-10-04, modifié]

3.10.5

enroulements de phase indépendants

enroulements de phase d'un transformateur triphasé, qui ne sont pas reliés ensemble à l'intérieur du transformateur [VEI 421-10-05, modifié]

3.10.6

déphasage d'un enroulement triphasé

écart angulaire entre les phaseurs représentant les tensions entre le point neutre (réel ou fictif) et les bornes homologues de deux enroulements, lorsqu'un système de tensions direct est appliqué aux bornes de l'enroulement à haute tension dans l'ordre de séquence alphabétique de ces bornes, si elles sont repérées par des lettres, ou dans leur ordre de séquence numérique, si elles sont repérées par des chiffres. Les phaseurs sont supposés tourner dans le sens inverse des aiguilles d'une montre [VEI 421-10-08, modifié]

NOTE Le phaseur de l'enroulement haute tension sert de référence et le déphasage de tous les autres enroulements est exprimé habituellement par un «indice horaire», qui est l'heure indiquée par le phaseur de l'enroulement, en considérant que le phaseur de l'enroulement H.T. est sur 12 heures (plus l'indice est grand, plus le retard est grand)

3.10.7

symbole de couplage

symbole conventionnel indiquant les modes de connexions des enroulements à haute tension, à tensions intermédiaires, s'il y a lieu, et à basse tension, et leurs déphasages relatifs, exprimés par une combinaison de lettres et du ou des indices horaires [VEI 421-10-09, modifié]

3.11 Types d'essais

3.11.1

essai individuel

essai effectué sur chaque transformateur pris individuellement

3.11.2

essai de type

essai effectué sur un transformateur représentatif d'autres transformateurs, en vue de montrer que ces transformateurs satisfont aux conditions spécifiées qui ne sont pas contrôlées par des essais individuels

NOTE Un transformateur est considéré comme représentatif d'autres appareils, s'il est complètement identique en ce qui concerne les grandeurs assignées et la construction, mais l'essai de type peut être également considéré

comme valable s'il est effectué sur un transformateur qui présente de légères différences portant sur les grandeurs assignées ou d'autres caractéristiques. Il y a lieu que ces différences fassent l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur.

3.11.3

essai spécial

essai autre qu'un essai de type ou qu'un essai individuel, défini par accord entre le constructeur et l'acheteur

3.12 Données météorologiques concernant le refroidissement

3.12.1

température mensuelle moyenne

demi-somme de la température journalière maximale moyenne du mois et la température journalière minimale moyenne du mois, sur plusieurs années

3.12.2

température annuelle moyenne:

un douzième de la somme des températures mensuelles moyennes

4 Régime assigné

4.1 Puissance assignée

Il faut attribuer une puissance assignée à chaque enroulement du transformateur et marquer ces puissances sur la plaque signalétique. La puissance assignée correspond à une charge continue. C'est une valeur de référence pour les garanties et les essais des pertes dues à la charge et des échauffements.

Si des valeurs différentes de puissance apparente sont assignées dans certaines circonstances, par exemple avec différents modes de refroidissement, la puissance assignée est égale à la valeur maximale.

Un transformateur à deux enroulements n'a qu'une seule valeur de puissance assignée, identique pour les deux enroulements.

Quand la tension assignée est appliquée à l'enroulement primaire et que le courant assigné traverse les bornes d'un enroulement secondaire, le transformateur reçoit la puissance assignée correspondant à cette paire d'enroulements.

Le transformateur doit pouvoir transmettre, en service continu, la puissance assignée (pour un transformateur à plus de deux enroulements: la ou les combinaisons particulières de puissance assignée d'enroulement) dans les conditions répertoriées en 1.2 et sans dépasser les limites d'échauffement spécifiées dans la CEI 60076-2.

NOTE L'interprétation de la puissance assignée donnée dans ce paragraphe implique qu'il s'agit d'une puissance apparente injectée au transformateur, incluant sa propre consommation de puissance active et réactive. La puissance apparente, que le transformateur fournit au circuit connecté à son secondaire, à charge assignée, diffère de la puissance assignée. La différence entre la tension assignée et la tension au secondaire, correspond à la chute (ou l'augmentation) de tension dans le transformateur. L'écart dû à la chute de tension, en prenant en compte le facteur de puissance de charge, est donné dans la spécification de la tension assignée et de l'étendue de prises (voir la CEI 60606).

Cette méthode est différente de celle qui est utilisée dans les normes fondées sur la pratique aux Etats-Unis (ANSI/IEEE C57.12.00) où «kVA assignés» signifie «puissance pouvant être fournie avec la tension assignée au secondaire». D'après cette méthode, l'écart dû à la chute de tension doit être pris en compte à la conception, pour que la tension primaire nécessaire puisse être appliquée au transformateur. De plus, ANSI/IEEE spécifie que dans «les conditions de service normales», «le facteur de puissance de charge est au moins de 80 %» (valeurs extraites de l'édition de 1987).

4.2 Cycle de charge

Si cela est spécifié dans l'appel d'offres ou le contrat, on peut, en plus de sa puissance assignée en charge continue, assigner au transformateur un cycle de charge temporaire, qu'il pourra effectuer dans certaines conditions spécifiées dans la CEI 60076-2.

NOTE Cette option est à utiliser en particulier pour donner des critères de conception et des garanties pour les gros transformateurs de puissance, en cas de surcharge temporaire de secours.

En l'absence de telles spécifications, un guide de charge de transformateurs respectant la présente partie peut être trouvé dans la CEI 60354 et la CEI 60905.

Il faut choisir les traversées, changeurs de prises et autres équipements auxiliaires, de façon à ne pas restreindre la capacité de charge du transformateur.

NOTE Ces prescriptions ne s'appliquent pas aux transformateurs spéciaux dont certains ne nécessitent pas de capacité de surcharge. Pour les autres, des prescriptions particulières seront spécifiées.

4.3 Valeurs préférentielles de la puissance assignée

Pour les transformateurs jusqu'à 10 MVA, il convient que les valeurs de la puissance assignée soient de préférence choisies dans la série R10 de l'ISO 8.

(... 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1 000, etc.).

4.4 Fonctionnement à une tension supérieure à la tension assignée et/ou à fréquence perturbée

Des méthodes de spécification de tension assignée et d'étendue de prises adaptées à un ensemble de cas de charge (puissance de charge, facteur de charge, tension entre phases), sont décrites dans la CEI 60606.

Au voisinage de la valeur prescrite pour U_m^* , un transformateur doit être capable d'un service en régime permanent sans dommage pour les conditions de saturation où le rapport entre la tension et la fréquence n'excède pas le rapport correspondant entre la tension et la fréquence assignées de plus de 5 %.

5 Prescriptions pour les transformateurs possédant un enroulement à prises

5.1 Généralités – Notation d'étendue de prises

Les prescriptions des paragraphes suivants s'appliquent aux transformateurs pour lesquels seul l'un des enroulements est un enroulement à prises.

Pour un transformateur à plus de deux enroulements, les prescriptions s'appliquent à la combinaison de l'enroulement à prises, avec l'un quelconque des enroulements sans prise.

Pour les autotransformateurs, les prises sont parfois installées au neutre, c'est-à-dire que le nombre de spires est modifié simultanément dans les deux enroulements. Pour de tels transformateurs, les particularités concernant les prises doivent faire l'objet d'un accord. Il convient d'utiliser autant que possible les prescriptions de ce paragraphe.

* U_m est la tension la plus élevée pour le matériel relative à un enroulement de transformateur (voir la CEI 60076-3).

Sauf spécification contraire, la prise principale est située au milieu de l'étendue de prises. Les autres prises sont identifiées par le facteur de prise. Le nombre de prises et la variation du rapport de transformation, peuvent être résumés par l'écart des pourcentages du facteur de prise avec 100 (pour la définition des termes, voir 3.5).

Exemple: Un transformateur avec prises sur l'enroulement 160 kV ayant une répartition symétrique sur 21 prises, est désigné par:

$$(160 \pm 10 \times 1,5 \%) / 66 \text{ kV}$$

Si pour une raison ou une autre, l'étendue de prise n'est pas symétriquement répartie autour de la tension assignée, on peut avoir:

$$(160^{+12 \times 15 \%}_{-8 \times 15 \%}) / 66 \text{ kV}$$

NOTE Cette notation raccourcie n'est qu'une description de la répartition des prises de l'enroulement à prises et ne donne pas les variations effectives de la tension appliquée à cet enroulement en service. Cela est traité en 5.2 et 5.3.

En ce qui concerne la présentation complète de la plaque signalétique relative à chaque prise, voir l'article 7.

Certaines prises peuvent être «des prises à puissance réduite», du fait de limites de tension ou de courant de prises. Les prises limites pour lesquelles de telles restrictions apparaissent, sont appelées «prise à tension maximale» et «prise à courant maximal», (voir figure 1).

5.2 Tension de prise – courant de prise. Catégories standards de réglage de tension de prise. Prise à tension maximale

La notation abrégée de l'étendue de prise et des échelons de prises indique l'étendue de variation du rapport de transformation du transformateur. Toutefois, les valeurs assignées aux grandeurs de prises ne sont pas entièrement définies par cette notation. Des informations complémentaires sont nécessaires. Elles peuvent provenir soit de tableaux donnant la puissance, la tension et le courant de prise pour chaque prise, soit d'un texte donnant «la catégorie de réglage de tension» et les limites éventuelles de la plage des «prises à pleine puissance».

Les catégories extrêmes de réglage de tension de prise sont:

- réglage à flux constant (RFC) et
- réglage à flux variable (RFV).

Elles sont définies comme suit:

RFC

La tension de prise est constante pour tout enroulement sans prise. Les tensions de prises sont proportionnelles au facteur de prise pour l'enroulement à prises.

RFV

La tension de prise est constante pour l'enroulement à prises. Les tensions de prises sont inversement proportionnelles au facteur de prises pour l'enroulement sans prise.

RCb (Réglage combiné)

Dans beaucoup d'applications et en particulier pour les transformateurs dont l'étendue de prises est importante, si une combinaison des deux principes est appliquée à différentes parties de la plage de réglage, on parle de: Réglage combiné (RCb). Le point de discontinuité est appelé «prise à tension maximale». Pour ce système:

RFC s'applique pour les prises dont le facteur de prise est inférieur à celui de la prise à tension maximale.

RFV s'applique pour les prises dont le facteur de prise est supérieur à celui de la prise à tension maximale.

Présentation graphique des catégories de réglages de prises:

RFC figure 1a) – RFV figure 1b) – RCb figure 1c).

Symboles:

U_A, I_A	Tension et courant de prise de l'enroulement à prises.
U_B, I_B	Tension et courant de prise de l'enroulement sans prise.
S_{AB}	Puissance de prise.
Abcisse	Facteur de prise, en pourcentage (indiquant le nombre relatif de spires effectives de l'enroulement à prises).
1	Indique les prises à pleine puissance de l'étendue de prises.
2	Indique «la prise à tension maximale», «la prise à courant maximal» et certaines prises à puissance réduite.

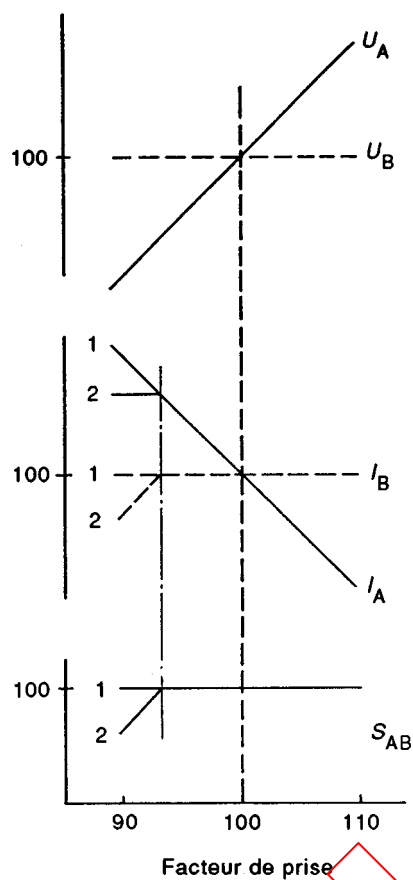


Figure 1a) – Réglage à flux constant RFC

Indication de la prise à courant maximal en option

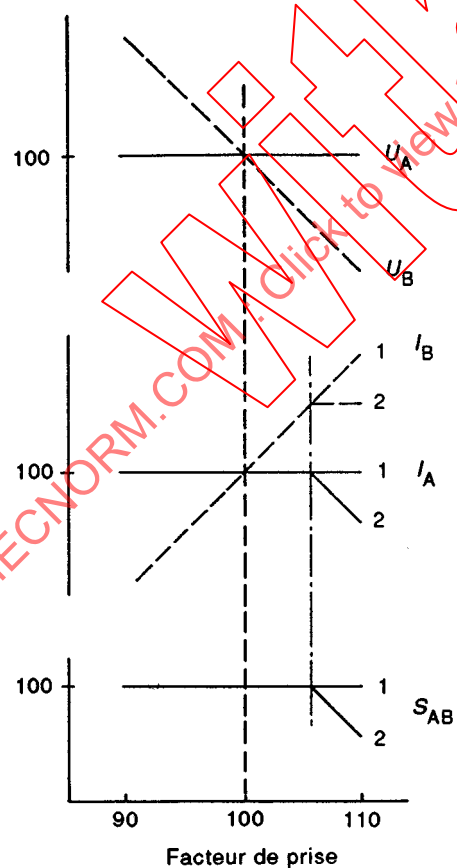


Figure 1b) – Réglage à flux variable RFV

Indication de la prise à courant maximal en option

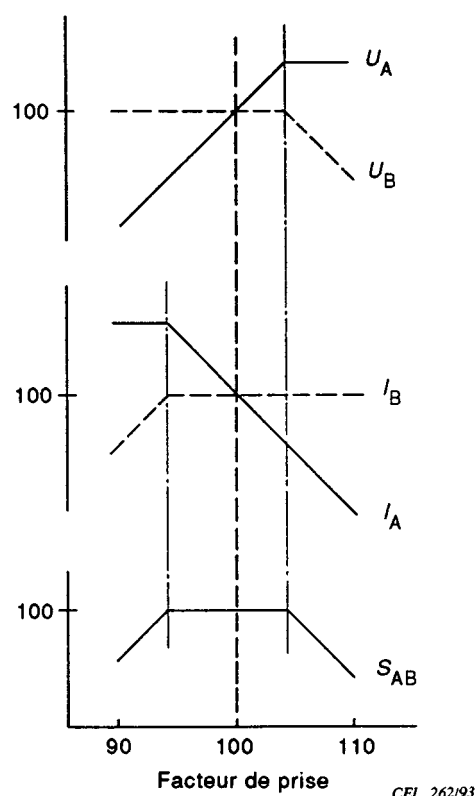


Figure 1c) – Réglage combiné RCb

Le point de changement est représenté dans la plage additive du réglage. Il correspond aussi bien à une prise à tension maximale (U_A) qu'à une prise à courant maximal (I_A constraint, n'augmente plus après le point de changement). De plus, une prise à courant maximal en option est également représentée (dans la partie de réglage RFC)

5.3 Puissance de prise. Prises à pleine puissance – prises à puissance réduite

Toutes les prises doivent être des prises à pleine puissance, sauf celles qui sont décrites ci-dessous.

Dans les transformateurs à enroulements séparés avec une étendue de prises inférieure à $\pm 5\%$ et jusqu'à 2 500 kVA, le courant de prise de l'enroulement à prises doit être égal au courant assigné pour toutes les prises soustractives. C'est-à-dire que la prise principale est une «prise à courant maximal» (voir plus loin).

Dans les transformateurs dont l'étendue de prise dépasse $\pm 5\%$, on peut spécifier des restrictions sur les valeurs de la tension ou du courant de prise qui, sans cela, dépasseraient de beaucoup les valeurs assignées. Quand de telles restrictions sont spécifiées, les prises concernées sont appelées «prises à puissance réduite». Ce paragraphe décrit de telles dispositions.

Quand le facteur de prise s'éloigne de l'unité, le courant de prise des prises à pleine puissance peut dépasser le courant assigné sur l'un des enroulements. Comme le montre la figure 1a), cela s'applique aux prises soustractives de l'enroulement à prises avec un réglage RFC, et pour les prises additives sur l'enroulement sans prise avec un réglage RFV (figure 1b)). Pour éviter de surdimensionner l'enroulement en question, il est possible de spécifier une prise à courant maximal. A partir de cette prise, les valeurs de courants de prise de l'enroulement doivent être constantes, c'est-à-dire que les prises restantes jusqu'à la prise extrême, sont des prises à puissance réduite (voir figures 1a), 1b) et 1c)).

Sauf spécification contraire, avec un réglage RCb, la «prise à tension maximale», point de changement entre RFC et RFV, doit être également une prise «à courant maximal», c'est-à-dire que le courant de l'enroulement sans prise reste constant jusqu'à la prise additive extrême (figure 1c)).

5.4 Spécification des prises dans l'appel d'offres et la commande

Les données suivantes sont nécessaires pour définir la conception du transformateur.

- a) Quel est l'enroulement à prises.
- b) Le nombre d'échelons et la valeur de l'échelon (ou l'étendue de prises et le nombre d'échelons). Sauf spécification contraire, on prendra une répartition symétrique autour de la prise principale et des valeurs d'échelon de réglage égales. Si pour une raison ou une autre la conception prévoit des échelons de valeurs inégales, on doit l'indiquer au départ.
- c) Le type de réglage et, pour des réglages combinés, le point de changement (prise à tension maximale, voir 5.2).
- d) Si on doit imposer une limite de courant maximal (prises à puissance réduite) et sur quelles prises.

Les points c) et d) peuvent être avantageusement remplacés par un tableau du même type que celui qui figure sur la plaque signalétique pour les valeurs assignées (voir exemple en annexe B).

Les spécifications de ces données peuvent être réalisées de deux façons différentes:

- soit par une spécification complète des données faites dès le départ, dans son appel d'offres, par l'utilisateur;
- soit, en variante, l'utilisateur peut soumettre un ensemble de cas de charge avec des valeurs de puissances actives et réactives (en indiquant clairement la direction du transit de puissance) et les tensions en charge correspondantes.

Dans ce cas, on doit indiquer les valeurs extrêmes du rapport à pleine puissance et à puissance réduite (voir «la méthode des six paramètres» dans la CEI 60606). A partir de ces informations, le constructeur choisira l'enroulement à prises et donnera les grandeurs assignées et les grandeurs de prises dans sa proposition.

5.5 Spécification de l'impédance de court-circuit

Sauf spécification contraire, l'impédance de court-circuit d'une paire d'enroulements se rapporte à la prise principale (3.7.1). Pour les transformateurs ayant un enroulement à prises dont l'étendue de prise dépasse $\pm 5\%$, les valeurs d'impédance doivent être données également pour les deux prises extrêmes. Pour de tels transformateurs, les trois valeurs d'impédance doivent être mesurées au cours de l'essai de court-circuit (voir 10.4).

Quand les valeurs d'impédance sont données pour plusieurs prises, et en particulier quand les enroulements de la paire ont des puissances assignées différentes, il est recommandé de définir entièrement les valeurs d'impédance, en ohm par phase, se rapportant à l'un ou l'autre des enroulements plutôt que de les donner en pourcentage. Des valeurs en pourcentage pourraient entraîner des erreurs, du fait des habitudes différentes prises pour choisir les valeurs de référence. Quand les valeurs sont données en pourcentage, on donnera explicitement les valeurs de référence pour la puissance et la tension.

NOTE Le choix de la valeur de l'impédance par l'utilisateur donne lieu à des exigences contradictoires: limiter la chute de tension, ou limiter la surintensité de courant en cas de défaut. Une optimisation économique de la conception, en prenant en compte les pertes, détermine une certaine plage d'impédances. Un fonctionnement en parallèle avec un transformateur existant demande une harmonisation des impédances (voir la CEI 60606).

Si un appel d'offre donne non seulement l'impédance sur la prise principale mais aussi ses variations suivant la plage de réglage, cela représente des contraintes relativement importantes sur la conception (position des enroulements les uns par rapport aux autres). Une telle spécification détaillée ne devrait donc pas être établie sans raison valable.

Une façon de spécifier les valeurs de l'impédance de court-circuit dans l'appel d'offres, qui laisse un certain degré de liberté dans la conception, est d'indiquer une borne supérieure et une borne inférieure acceptables, suffisamment espacées sur toute l'étendue de prises. Cela peut être fait à l'aide d'un graphe ou d'un tableau.

L'écart entre les valeurs extrêmes doit permettre au moins que les tolérances en plus et en moins de l'article 9 puissent s'appliquer sur une valeur médiane entre elles. Un exemple est donné dans l'annexe C. Le constructeur doit choisir les valeurs d'impédance de la prise principale et des prises extrêmes et les garantir, tout en restant à l'intérieur des bornes. Les valeurs mesurées peuvent différer des valeurs garanties, en respectant les tolérances données dans l'article 9, mais elles ne doivent pas dépasser les limites fixées, ces limites étant données sans tolérance.

5.6 Pertes dues à la charge et échauffement

- a) Si l'étendue de prises est dans les limites de $\pm 5\%$ et si la puissance assignée n'est pas supérieure à 2 500 kVA, les garanties données sur les pertes dues à la charge et sur l'échauffement se rapportent uniquement à la prise principale, et l'essai d'échauffement est fait sur cette prise.
- b) Si l'étendue de prises dépasse $\pm 5\%$ ou si la puissance assignée dépasse 2 500 kVA, on doit dire pour quelles prises, en plus de la prise principale, il faut que le constructeur garantisse les pertes dues à la charge. Ces pertes correspondent aux courants de prises. Les limites d'échauffement sont valables pour toutes les prises à la puissance, à la tension et au courant de prise appropriés.

Un essai d'échauffement doit être fait sur une seule prise, si c'est spécifié. Sauf spécification contraire, c'est la «prise à courant maximal» (qui en général est la prise correspondant à la perte maximale due à la charge). Les pertes totales pour cette prise correspondent à la puissance d'essai qui permettra de déterminer l'échauffement de l'huile au cours de l'essai d'échauffement, et le courant de prise pour cette prise représente le courant de référence pris pour la détermination de l'échauffement des enroulements au-dessus de l'huile. Les informations concernant les règles et les essais régissant l'échauffement des transformateurs immergés dans l'huile se trouvent dans la CEI 60076-2.

En principe, l'essai de type d'échauffement doit démontrer que le dispositif de refroidissement permet de dissiper les pertes totales maximales sur n'importe quelle prise, et que l'échauffement au-dessus de l'ambiante de tout enroulement sur n'importe quelle prise ne dépassera pas la valeur maximale spécifiée.

Le deuxième point indique que l'on doit choisir pour l'essai la «prise à courant maximal». Mais les pertes totales à injecter pour déterminer l'échauffement maximal de l'huile doivent correspondre à la valeur maximale pour toute prise, même si une autre prise est choisie pour l'essai (voir aussi 5.2 dans la CEI 60076-2).

6 Symboles des couplages et des déphasages pour les transformateurs triphasés

Le mode de connexion en étoile, en triangle ou en zigzag des enroulements de phase d'un transformateur triphasé, ou des enroulements de même tension de transformateurs monophasés formant un groupe triphasé, doit être indiqué par les lettres majuscules Y, D ou Z pour l'enroulement à haute tension (HT), et par les minuscules y, d ou z pour l'enroulement à tension intermédiaire ou à basse tension (BT). Si le point neutre de l'enroulement en étoile ou en zigzag est sorti, l'indication doit respectivement être YN ou ZN et yn ou zn respectivement.

Les enroulements indépendants d'un transformateur triphasé (qui ne sont pas connectés ensemble dans le transformateur, mais dont les deux extrémités de chaque enroulement de phase sont sorties sur des bornes) sont indiqués par III (HT) ou iii (basse tension ou tension intermédiaire).

Pour une paire d'enroulements autoconnectés, le symbole de l'enroulement de tension inférieure est remplacé par «auto» ou «a», par exemple, «YNauto» ou «YNa» ou «YNa0», «ZNa11».

Les symboles littéraux relatifs aux différents enroulements d'un transformateur sont notés par ordre décroissant avec la tension assignée. La lettre correspondant au couplage d'enroulement pour tout enroulement intermédiaire et à basse tension est immédiatement suivie du déphasage «nombre horaire» (voir définition 3.10.6). Trois exemples sont montrés ci-dessous et illustrés en figure 2.

L'existence d'un enroulement de stabilisation (enroulement connecté en triangle et qui n'est pas sorti pour une charge triphasée extérieure) est indiquée, après les symboles des enroulements susceptibles d'être chargés par le symbole «+d».

Si un transformateur est spécifié avec un couplage d'enroulement modifiable (série-parallèle ou Y-D), les deux couplages seront notés conjointement avec les tensions assignées correspondantes comme indiqué par les exemples suivants:

220(110) / 10,5 kV	YN(YN)d11
110/11(6,35) kV	YNy0(d11)

Une information complète doit être donnée sur la plaque signalétique (voir 7.2 e)).

Des exemples de couplage d'usage général, avec les diagrammes de connexions, sont montrés en annexe D.

Des diagrammes avec les marquages des bornes et avec l'indication des transformateurs de courant incorporés lorsqu'ils sont utilisés, peuvent être présentés sur la plaque signalétique simultanément avec les indications spécifiées à l'article 7.

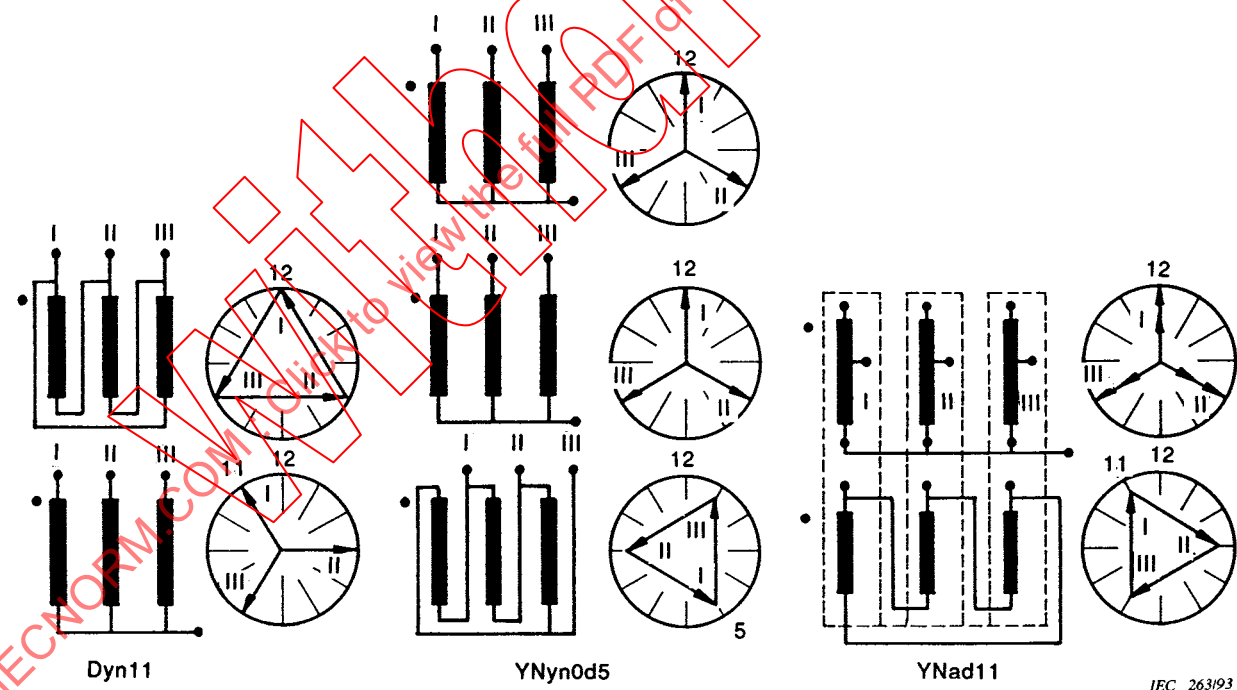


Figure 2 – Illustration des «indices horaires» – trois exemples

Les conventions suivantes relatives aux indices sont applicables.

Les diagrammes des couplage présentent l'enroulement haute tension au-dessus, et l'enroulement basse tension en dessous (les directions des tensions induites sont indiquées).

Le diagramme du phaseur de l'enroulement haute tension est orienté avec la phase I à 12 heures. Le phaseur de la phase I de l'enroulement basse tension est orienté selon la relation de tension induite résultant du couplage présenté.

Le sens de rotation des diagrammes des phaseurs est le sens anti-horaire, ce qui donne la séquence I – II – III.

NOTE Cette numérotation est arbitraire. Le marquage des bornes suit la pratique nationale.

Exemple 1

Transformateur de distribution avec un enroulement haute tension à 20 kV connecté en triangle. L'enroulement basse tension est un enroulement à 400 V connecté en étoile avec point neutre sorti. L'enroulement BT est en retard de 330° sur l'enroulement HT.

Symbole: Dyn11

Exemple 2

Transformateur à trois enroulements: un enroulement à 123 kV en étoile, avec point neutre sorti. Un enroulement à 36 kV en étoile, avec point neutre sorti, en phase avec l'enroulement HT, mais pas autoconnecté. Un enroulement à 7,2 kV en triangle, en retard de 150° par rapport aux précédents.

Symbole: YNyn0d5

Exemple 3

Un groupe de trois auto-transformateurs monophasés

$$\frac{400}{\sqrt{3}} / \frac{130}{\sqrt{3}} \text{ kV avec des enroulements tertiaires de 22 kV.}$$

Les enroulements autoconnectés sont connectés en étoile, et les enroulements tertiaires en triangle. Le phaseur de l'enroulement en triangle du groupe est en retard de 330° par rapport au phaseur de l'enroulement haute tension.

Symbole: YNauto11 ou YNad11

Le symbole sera le même pour un transformateur triphasé ayant intérieurement la même connexion à l'intérieur.

Si l'enroulement en triangle n'est pas connecté à trois bornes de phases, mais seulement utilisé comme enroulement de stabilisation, le symbole l'indique par le signe «plus». Il n'y aura aucune indication de déphasage pour un enroulement de stabilisation.

Symbole: YNauto+d.

7 Plaque signalétique

Le transformateur doit être muni d'une plaque signalétique résistant aux intempéries, fixée à un emplacement visible et donnant les indications énumérées ci-dessous. Les inscriptions doivent être marquées de manière indélébile.

7.1 Informations à donner dans tous les cas

- a) Type du transformateur (par exemple transformateur, autotransformateur, survolteur-dévolteur, etc.).
- b) Numéro de cette norme.
- c) Nom du constructeur.
- d) Numéro de série du constructeur.
- e) Année de fabrication.
- f) Nombre de phases.
- g) Puissance assignée (en kVA ou en MVA). (Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, il convient de donner la puissance assignée de chacun d'eux. Il y a lieu d'indiquer également les combinaisons de charges, sauf si la puissance assignée de l'un des enroulements est égale à la somme des puissances assignées des autres enroulements.)
- h) Fréquence assignée (en Hz).
- i) Tensions assignées (en V ou kV) et étendue de prises.
- j) Courants assignés (en A ou kA).
- k) Symbole de couplage.
- l) Impédance de court-circuit, valeur mesurée en pourcentage. Pour les transformateurs à plus de deux enroulements, on donnera plusieurs impédances correspondant à différentes combinaisons de deux enroulements avec les valeurs de puissances de référence respectives. Pour les transformateurs avec un enroulement à prises, voir aussi 5.5 et le point b) de 7.2.
- m) Mode de refroidissement. (Si le transformateur a plusieurs modes assignés de refroidissement, les puissances correspondantes peuvent être exprimées en pourcentage de la puissance assignée, par exemple ONAN/ONAF 70/100 %.)
- n) Masse totale.
- o) Masse de l'huile isolante.

Si le transformateur a plus d'un ensemble de régimes assignés selon les différentes connexions d'enroulements qui ont été spécifiquement prévues à la construction, les régimes assignés supplémentaires doivent tous être indiqués sur la plaque signalétique, ou sur des plaques signalétiques différentes pour chaque ensemble.

7.2 Informations supplémentaires à donner le cas échéant

- a) Pour les transformateurs dont l'un au moins des enroulements est tel que sa «tension maximale admissible» U_m est supérieure ou égale à 3,6 kV:
 - notation abrégée des niveaux d'isolement (tensions de tenue), telle que décrite à l'article 3 de la CEI 60076-3.
- b) Pour les transformateurs avec un enroulement à prises, les particularités des prises sont les suivantes:
 - pour les transformateurs dont l'étendue de prise n'excède pas ± 5 %: les tensions de prise pour toutes les prises de l'enroulement à prises. Cela s'applique en particulier aux transformateurs de distribution;

- pour les transformateurs dont l'étendue de prise excède $\pm 5\%$: un tableau donnant la tension, le courant et la puissance de prise pour toutes les prises. De plus, les impédances de court-circuit doivent être données pour la prise principale et les prises extrêmes au moins, de préférence en ohms par phase pour un enroulement spécifique.
- c) Echauffement de l'huile au sommet et échauffement des enroulements (si ce ne sont pas des valeurs normales). Quand un transformateur est spécifié pour installation à haute altitude, cela doit être indiqué simultanément avec l'information donnant, soit les valeurs réduites d'échauffement admissibles dans les conditions ambiantes normales, soit la charge réduite qui résulterait d'un échauffement normal à haute altitude (transformateur standard avec capacité normale de refroidissement).
- d) Nature du liquide isolant, si ce n'est pas de l'huile minérale.
- e) Schéma de couplage (dans le cas où les symboles de couplage ne donnent pas d'indication complète en ce qui concerne les connexions intérieures). Si les connexions peuvent être changées à l'intérieur du transformateur, il faut l'indiquer sur une plaque séparée ou doubler les plaques signalétiques. On doit indiquer quelles sont les connexions qui ont été réalisées en usine.
- f) Masse pour le transport (pour les transformateurs dont la masse totale dépasse 5 t).
- g) Masse à soulever pour décufrage (pour les transformateurs dont la masse totale dépasse 5 t).
- h) Résistance au vide de la cuve et du conservateur.

En plus de la plaque signalétique principale, donnant les informations inscrites ci-dessus, le transformateur doit aussi être muni de plaques donnant l'identification et les caractéristiques des équipements auxiliaires, conformément aux normes s'y rapportant (traversées, changeurs de prises, transformateurs de courant, équipement de refroidissement particulier).

8 Prescriptions diverses

8.1 Dimensionnement de la connexion de neutre

Le conducteur neutre et la borne neutre des transformateurs (par exemple transformateurs de distribution), destinés à alimenter une charge placée entre phase et neutre doivent être dimensionnés pour le courant de charge adéquat et le courant de défaut à la terre (voir la CEI 60606).

Le conducteur neutre et la borne neutre des transformateurs non prévus pour alimenter une charge placée entre phase et neutre, doivent être dimensionnés pour le courant de défaut à la terre.

8.2 Système de préservation d'huile

Pour les transformateurs immergés dans l'huile, le type de conservateur d'huile doit être spécifié dans l'appel d'offre et la commande. On distingue les types suivants:

- Système respirant librement ou conservateur tel que la communication entre l'air ambiant et l'air en contact avec l'huile, dans la cuve ou dans un vase d'expansion séparé (conservateur), reste libre. Un déshydrateur est en principe installé sur la liaison avec l'atmosphère.
- Système de préservation d'huile à diaphragme dans lequel un volume d'expansion plein d'air à pression atmosphérique est au-dessus de l'huile, mais étant isolé de l'huile par un diaphragme flexible ou une membrane.
- Système à gaz inerte sous pression où le volume d'expansion au-dessus de l'huile est rempli de gaz inerte sec en faible surpression, et est relié à une source de pression contrôlée, ou à une vessie élastique.

- Système scellé avec matelas gazeux dans lequel un volume de gaz placé au-dessus de la surface de l'huile, dans une cuve rigide, absorbe l'expansion de l'huile, par variation de la pression.
- Système étanche plein d'huile, dans lequel l'expansion de l'huile est permise par un mouvement élastique du réservoir généralement ondulé et étanche en permanence.

8.3 Déclenchement de la charge sur les transformateurs de groupe

Les transformateurs destinés à être reliés directement aux bornes de groupe, de telle façon qu'ils peuvent avoir à subir les conséquences d'un déclenchement de la charge, doivent être capables de supporter l'application pendant 5 s d'une tension égale à 1,4 fois la tension assignée aux bornes du transformateur auxquelles le groupe doit être raccordé.

9 Tolérances

Il n'est pas toujours possible, en particulier pour des transformateurs de grande puissance à plus de deux enroulements à relativement basse tension assignée, d'ajuster avec une grande précision les rapports des spires correspondant aux rapports de transformation assignés prescrits. Il y a aussi d'autres grandeurs qui ne peuvent pas être explorées avec exactitude pendant l'appel d'offres ou qui sont sujettes aux incertitudes de fabrication et aux erreurs de mesure.

C'est pourquoi des tolérances sont nécessaires pour certaines valeurs garanties.

Le tableau 1 donne les tolérances applicables à certaines grandeurs assignées et à d'autres grandeurs lorsqu'elles font l'objet des garanties du constructeur citées dans cette norme. Lorsqu'une tolérance dans un sens n'est pas indiquée, la valeur n'est soumise à aucune restriction dans ce sens.

Un transformateur est considéré comme satisfaisant à la présente norme, quand les quantités soumises aux tolérances ne sont pas à l'extérieur des tolérances données par le tableau 1.

Tableau 1 – Tolérances

Articles	Tolérance
1. a) Pertes totales Voir la note 1 b) Pertes partielles Voir la note 1	+10 % des pertes totales +15 % de chacune des pertes partielles, à condition de ne pas dépasser la tolérance sur les pertes totales
2. Rapport de transformation à vide pour la prise principale pour une première paire spécifiée d'enroulements Rapport de transformation sur les autres prises pour la même paire Rapport de transformation pour les autres paires	La plus faible des deux valeurs suivantes: a) $\pm 0,5$ % du rapport spécifié b) $\pm 1/10$ du pourcentage réel de l'impédance sur la prise principale Doit faire l'objet d'un accord mais sans être inférieure à la plus faible des valeurs a) et b) ci-dessus Doit faire l'objet d'un accord mais sans être inférieure à la plus faible des valeurs de a) et b) ci-dessus
3. Impédance de court-circuit pour: – un transformateur à deux enroulements séparés ou – une première paire spécifiée d'enroulements séparés d'un transformateur à plus de deux enroulements a) prise principale b) toute autre prise de la paire	Quand la valeur de l'impédance est ≥ 10 % $\pm 7,5$ % de la valeur déclarée Quand la valeur de l'impédance est < 10 % ± 10 % de la valeur déclarée Quand la valeur de l'impédance est ≥ 10 % ± 10 % de la valeur déclarée Quand la valeur de l'impédance est < 10 % ± 15 % de la valeur déclarée
4. Impédance de court-circuit pour: – une paire d'enroulements auto-connectés, ou – une seconde paire spécifiée d'enroulements séparés d'un transformateur à plus de deux enroulements a) prise principale b) toute autre prise de la paire – paire supplémentaire d'enroulements	± 10 % de la valeur déclarée ± 15 % de la valeur déclarée de la prise Doit faire l'objet d'un accord mais ≥ 15 %
5. Courant à vide	+30 % de la valeur déclarée
NOTE 1 Dans le cas des transformateurs à plus de deux enroulements, les tolérances sur les pertes s'étendent pour chaque paire d'enroulements à moins que la garantie ne précise qu'elles se rapportent à une combinaison de charge déterminée. NOTE 2 Pour certains autotransformateurs et certains transformateurs survolteurs-dévolteurs, la faible valeur de l'impédance justifie une tolérance plus libérale. Les transformateurs dont l'étendue de prise est importante, en particulier ceux dont la plage de réglage est asymétrique, peuvent aussi requérir une considération spéciale. Par contre, quand un transformateur doit être associé à des unités pré-existantes, on peut être amené à spécifier et à agréer des tolérances d'impédance plus faibles. Les problèmes de tolérances particulières doivent être soulignés au moment de l'appel d'offre et les tolérances révisées doivent faire l'objet d'un accord entre le constructeur et l'acheteur. NOTE 3 «Valeur déclarée» devrait être interprétée comme signifiant la valeur déclarée par le constructeur.	