

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60076-8

Première édition
First edition
1997-10

**Transformateurs de puissance –
Guide d'application**

**Power transformers –
Application guide**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-8:1997



Numéro de référence
Reference number
CEI/IEC 60076-8:1997

Numéros des publications

Depuis le 1er janvier 1997, les publications de la CEI sont numérotées à partir de 60000.

Publications consolidées

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

Validité de la présente publication

Le contenu technique des publications de la CEI est constamment revu par la CEI afin qu'il reflète l'état actuel de la technique.

Des renseignements relatifs à la date de reconfirmation de la publication sont disponibles dans le Catalogue de la CEI.

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

- **Bulletin de la CEI**
- **Annuaire de la CEI**
Accès en ligne*
- **Catalogue des publications de la CEI**
Publié annuellement et mis à jour régulièrement (Accès en ligne)*

Terminologie, symboles graphiques et littéraux

En ce qui concerne la terminologie générale, le lecteur se reportera à la CEI 60050: *Vocabulaire Electrotechnique International* (VEI).

Pour les symboles graphiques, les symboles littéraux et les signes d'usage général approuvés par la CEI, le lecteur consultera la CEI 60027: *Symboles littéraux à utiliser en électrotechnique*, la CEI 60417: *Symboles graphiques utilisables sur le matériel. Index, relevé et compilation des feuilles individuelles*, et la CEI 60617: *Symboles graphiques pour schémas*.

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

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

* Voir adresse «site web» sur la page de titre.

Numbering

As from the 1st January 1997 all IEC publications are issued with a designation in the 60000 series.

Consolidated publications

Consolidated versions of some IEC publications including amendments are available. For example, edition numbers 1.0, 1.1 and 1.2 refer, respectively, to the base publication, the base publication incorporating amendment 1 and the base publication incorporating amendments 1 and 2.

Validity of this publication

The technical content of IEC publications is kept under constant review by the IEC, thus ensuring that the content reflects current technology.

Information relating to the date of the reconfirmation of the publication is available in the IEC catalogue.

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

- **IEC Bulletin**
- **IEC Yearbook**
On-line access*
- **Catalogue of IEC publications**
Published yearly with regular updates (On-line access)*

Terminology, graphical and letter symbols

For general terminology, readers are referred to IEC 60050: *International Electrotechnical Vocabulary* (IEV).

For graphical symbols, and letter symbols and signs approved by the IEC for general use, readers are referred to publications IEC 60027: *Letter symbols to be used in electrical technology*, IEC 60417: *Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets* and IEC 60617: *Graphical symbols for diagrams*.

IEC publications prepared by the same technical committee

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

* See web site address on title page.

**NORME
INTERNATIONALE
INTERNATIONAL
STANDARD**

**CEI
IEC**

60076-8

Première édition
First edition
1997-10

**Transformateurs de puissance –
Guide d'application**

**Power transformers –
Application guide**

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-8:1997

© IEC 1997 Droits de reproduction réservés — Copyright - all rights reserved

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

No part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from the publisher.

International Electrotechnical Commission
Telefax: +41 22 919 0300

3, rue de Varembé Geneva, Switzerland
e-mail: inmail@iec.ch IEC web site <http://www.iec.ch>



Commission Electrotechnique Internationale
International Electrotechnical Commission
Международная Электротехническая Комиссия

CODE PRIX
PRICE CODE **XC**

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

SOMMAIRE

	Pages
AVANT-PROPOS	4
Articles	
1 Généralités	6
2 Propriétés caractéristiques des différentes combinaisons d'enroulements triphasés et conceptions des circuits magnétiques	8
3 Propriétés caractéristiques et application aux autotransformateurs.....	16
4 Propriétés homopolaires – courant de charge du neutre et conditions de défaut à la terre, saturation magnétique et courant d'enclenchement	24
5 Calcul des courants de court-circuit pour les transformateurs triphasés à trois enroulements (transformateurs à enroulements séparés et autotransformateurs) dont les point neutres sont reliés à la terre.....	50
6 Marche en parallèle des transformateurs dans les réseaux triphasés	80
7 Calcul de la chute de tension pour une charge spécifiée, pertes dues à la charge d'un transformateur à trois enroulements	92
8 Spécification des grandeurs assignées et des grandeurs de prises.....	124
9 Application en convertisseur des transformateurs normaux	146
10 Guide pour la mesure des pertes des transformateurs de puissance	150
Annexe A – Relations fondamentales pour les défauts à la terre monophasé et biphasé...	164

CONTENTS

	Page
FOREWORD	5
Clause	
1 General	7
2 Characteristic properties of different three-phase winding combinations and magnetic circuit designs	9
3 Characteristic properties and application of auto-connected transformers.....	17
4 Zero-sequence properties – neutral load current and earth fault conditions, magnetic saturation and inrush current	25
5 Calculation of short-circuit currents in three-winding, three-phase transformers (separate winding transformers and auto-connected transformers) with earthed neutrals	51
6 Parallel operation of transformers in three-phase systems.....	81
7 Calculation of voltage drop for a specified load, three-winding transformer load loss .	93
8 Specification of rated quantities and tapping quantities	125
9 Converter applications with standard transformers	147
10 Guide to the measurement of losses in power transformers.....	151
Annex A – Basic relations for single phase and two-phase earth faults.....	165

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-8:1997

COMMISSION ÉLECTROTECHNIQUE INTERNATIONALE

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE – GUIDE D'APPLICATION

AVANT-PROPOS

- 1) La CEI (Commission Electrotechnique 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, 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 Norme internationale CEI 60076-8 a été établie par le comité d'études 14 de la CEI: Transformateurs de puissance.

Cette première édition de la CEI 60076-8 annule et remplace la CEI 60606 publiée en 1978. Cette édition constitue une révision technique.

Le texte de cette norme est issu des documents suivants:

FDIS	Rapport de vote
14/260/FDIS	14/297/RVD

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

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
- Partie 8: 1997, Guide d'application

L'annexe A est donnée uniquement à titre d'information.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

**POWER TRANSFORMERS –
APPLICATION GUIDE**

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 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.

International Standard IEC 60076-8 has been prepared by IEC technical committee 14: Power transformers.

This first edition of IEC 60076-8 cancels and replaces IEC 60606 published in 1978. This edition constitutes a technical revision.

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

FDIS	Report on voting
14/260/FDIS	14/297/RVD

Full information on the voting for the approval of this standard can be found in the report on voting indicated in the above table.

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
- Part 8: 1997, Application guide

Annex A is for information only.

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE – GUIDE D'APPLICATION

1 Généralités

1.1 *Domaine d'application et objet*

Cette norme s'applique aux transformateurs de puissance conformes à la série de normes CEI 60076.

Son but est d'informer les utilisateurs sur

- certaines caractéristiques fondamentales de fonctionnement des différents modes de couplage et des conceptions des circuits magnétiques avec une référence particulière au phénomène homopolaire;
- les courants de défaut des réseaux dans les transformateurs avec couplage YNynd et similaires;
- la marche en parallèle des transformateurs, le calcul de la chute ou de l'augmentation de tension due à la charge et le calcul des pertes dues à la charge pour les combinaisons de charge à trois enroulements;
- la sélection des grandeurs assignées et des grandeurs de prises au moment de l'achat, en se basant sur les conditions prévisionnelles;
- l'application des transformateurs normaux à la charge par convertisseur;
- les techniques de mesure et de précision lors de la mesure des pertes.

Une partie de ces informations est de nature générale et est applicable à tous les transformateurs de puissance quelle que soit leur taille. D'autres chapitres traitent, cependant, des aspects du problème ne concernant que la spécification et l'utilisation des grandes unités à haute tension.

Les recommandations ne sont pas obligatoires et ne constituent pas en elles-mêmes des prescriptions de spécification.

Les informations relatives à la capacité de charge des transformateurs de puissance sont précisées dans la CEI 60354 pour les transformateurs immergés dans l'huile, et dans la CEI 60905 pour les transformateurs du type sec.

Des recommandations pour l'exécution des essais de choc sur les transformateurs de puissance sont fournies dans la CEI 60722.

1.2 *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 Norme internationale. Au moment de la publication, les éditions indiquées étaient en vigueur. Toute document normatif est sujet à révision et les parties prenantes aux accords fondés sur la présente Norme internationale 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.

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

CEI 60076, *Transformateurs de puissance*

CEI 60076-1:1993, *Transformateurs de puissance – Partie 1: Généralités*

POWER TRANSFORMERS – APPLICATION GUIDE

1 General

1.1 Scope and object

This Standard applies to power transformers complying with the series of publications IEC 60076.

It is intended to provide information to users about:

- certain fundamental service characteristics of different transformer connections and magnetic circuit designs, with particular reference to zero-sequence phenomena;
- system fault currents in transformers with YNynd and similar connections;
- parallel operation of transformers, calculation of voltage drop or rise under load, and calculation of load loss for three-winding load combinations;
- selection of rated quantities and tapping quantities at the time of purchase, based on prospective loading cases;
- application of transformers of conventional design to convertor loading;
- measuring technique and accuracy in loss measurement.

Part of the information is of a general nature and applicable to all sizes of power transformers. Several chapters, however, deal with aspects and problems which are of the interest only for the specification and utilization of large high-voltage units.

The recommendations are not mandatory and do not in themselves constitute specification requirements.

Information concerning loadability of power transformers is given in IEC 60354, for oil-immersed transformers, and IEC 60905, for dry-type transformers.

Guidance for impulse testing of power transformers is given in IEC 60722.

1.2 Normative references

The following normative documents contain provisions which, through reference in this text, constitute provisions of this International Standard. At the time of publication, the editions indicated were valid. All normative documents are subject to revision, and parties to agreements based on this International Standard 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.

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

IEC 60076: *Power transformers*

IEC 60076-1:1993, *Power transformers – Part 1: General*

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

CEI 60289:1988, *Bobines d'inductance*

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

CEI 60722:1982, *Guide pour les essais au choc de foudre et au choc de manoeuvre des transformateurs de puissance et des bobines d'inductance*

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

CEI 60909:1988, *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif*

CEI 60909-1:1991, *Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif – Partie 1: Facteurs pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux alternatifs triphasés conformément à la CEI 60909 (1988)*

CEI 60909-2:1992, *Matériel électrique – Données pour le calcul des courants de court-circuit conformément à la CEI 60909 (1988)*

CEI 61378-1:1997, *Transformateurs de conversion – Partie 1: Transformateurs pour applications industrielles*

ISO 9001:1994, *Systèmes qualité – Modèle pour l'assurance de la qualité en conception, développement, production, installation et prestations associées*

2 Propriétés caractéristiques des différentes combinaisons d'enroulements triphasés et conceptions des circuits magnétiques

Ce chapitre est une vue d'ensemble du sujet. Des informations complémentaires sont fournies à l'article 4 relatif aux propriétés homopolaires.

2.1 Enroulements avec couplage Y, D et Z

Il existe deux principaux couplages triphasés des enroulements de transformateur: le couplage étoile (couplage Y) et le couplage triangle (couplage D). Pour des buts spécifiques, notamment dans les transformateurs de petite puissance, un autre type de couplage appelé «couplage en zigzag» ou «Z» est aussi utilisé. Historiquement, plusieurs autres schémas ont été utilisés (triangle tronqué, triangle étendu, connexion en T, connexion en V, etc.). Tandis que de telles connexions sont utilisées dans les transformateurs pour applications spéciales, elles n'existent plus dans les réseaux de transmission de puissance et de distribution.

2.1.1 Avantages de l'enroulement à couplage Y

Ce type d'enroulement

- est plus économique pour un enroulement haute tension;
- a un point neutre disponible;
- permet la mise à la terre directe ou la mise à la terre à travers une impédance;
- permet de réduire le niveau d'isolation du neutre (isolation graduée);
- permet de loger les prises d'enroulement et les changeurs de prises à l'extrémité neutre de chaque phase;
- permet l'application d'une charge monophasée avec courant de neutre (voir 2.2 et 4.8).

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

IEC 60289:1988, *Reactors*

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

IEC 60722:1982, *Guide to the lightning impulse and switching impulse testing of power transformers and reactors*

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

IEC 60909:1988, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems*

IEC 60909-1:1991, *Short-circuit current calculation in three-phase a.c. systems – Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents in three-phase a.c. systems according to IEC 60909 (1988)*

IEC 60909-2:1992, *Electrical equipment – Data for short-circuit current calculations in accordance with IEC 60909 (1988)*

IEC 61378-1: 1997, *Convertor transformers – Part 1: Transformers for industrial applications*

ISO 9001: 1994, *Quality systems – Model for quality assurance in design, development, production, installation and servicing*

2 Characteristic properties of different three-phase winding combinations and magnetic circuit designs

This chapter is an overview of the subject. Additional information is given in clause 4 on zero-sequence properties.

2.1 Y-, D-, and Z-connected windings

There are two principal three-phase connections of transformer windings: star (Y-connection) and delta (D-connection). For special purposes, particularly in small power transformers, another connection named zigzag or Z is also used. Historically, several other schemes have been in use (such as "truncated delta", "extended delta", "T-connection", "V-connection", etc.). While such connections are used in transformers for special applications, they no longer appear in common power transmission systems.

2.1.1 Advantages of a Y-connected winding

This type of winding:

- is more economical for a high-voltage winding;
- has a neutral point available;
- permits direct earthing or earthing through an impedance;
- permits reduced insulation level of the neutral (graded insulation);
- permits the winding taps and tapchanger to be located at the neutral end of each phase;
- permits single-phase loading with neutral current (see 2.2 and 4.8).

2.1.2 Avantages de l'enroulement à couplage D

Ce type d'enroulement

- est plus économique pour un enroulement à courant fort et à basse tension;
- combiné avec un enroulement à couplage étoile, réduit l'impédance homopolaire dans cet enroulement.

2.1.3 Avantages de l'enroulement à couplage Z

Ce type d'enroulement

- peut recevoir une charge de courant de neutre avec une basse impédance homopolaire inhérente. (Il est utilisé dans les transformateurs de mise à la terre pour créer une borne neutre artificielle d'un réseau);
- réduit le déséquilibre de tension dans les réseaux où la charge n'est pas répartie également entre les phases.

2.2 Propriétés caractéristiques des combinaisons de couplages d'enroulements

La notation des couplages des enroulements de transformateur suit les conventions de la CEI 60076-1, article 6.

Ce paragraphe est un résumé du comportement au courant de neutre des différentes combinaisons d'enroulement. On fait référence à de telles conditions comme ayant des «composantes homopolaires» de courant et de tension. Les articles 4 et 5 traitent de ce concept.

Ces énoncés sont également valables pour les bancs triphasés de transformateurs monophasés couplés ensemble extérieurement.

2.2.1 YNyn et YNauto

Le courant homopolaire peut circuler entre les enroulements avec ampères-tours équilibrés, rencontrant une faible impédance de court-circuit dans le transformateur. Les transformateurs de réseaux dotés de telles connexions peuvent en outre être équipés d'un enroulement de stabilisation à couplage triangle (voir 4.7.2 et 4.8).

2.2.2 YNy et Yyn

Le courant homopolaire dans l'enroulement avec neutre mis à la terre n'a pas d'ampères-tours équilibrés dans l'enroulement opposé, dans lequel le neutre n'est pas mis à la terre. Il constitue donc un courant magnétisant pour le circuit magnétique et est contrôlé par une impédance magnétisante homopolaire. L'impédance est forte ou très forte, selon la conception du circuit magnétique (voir 2.3). La symétrie des tensions entre phase et neutre sera affectée et il peut exister des limitations du courant homopolaire permis provoquées par l'échauffement du flux de fuite parasite (voir 4.8).

2.2.3 YNd, Dyn, YNyd (tertiaire avec capacité de charge) ou YNy + d (enroulement de stabilisation en triangle sans capacité de charge)

Le courant homopolaire de l'enroulement en étoile avec neutre mis à la terre provoque un courant de circulation de compensation dans l'enroulement triangle. L'impédance est faible, approximativement égale à l'impédance directe de court-circuit entre les enroulements.

S'il existe deux enroulements en étoile avec neutres mis à la terre (y compris le cas de l'autotransformateur avec neutre commun), on trouve un cas d'application d'une charge à trois enroulements pour un courant homopolaire. Cette situation est traitée en 4.3.2 et en 4.7.2 et dans l'article 5.

2.1.2 Advantages of a D-connected winding

This type of winding:

- is more economical for a high-current, low-voltage winding;
- in combination with a star-connected winding, reduces the zero-sequence impedance in that winding.

2.1.3 Advantages of a Z-connected winding

This type of winding:

- permits neutral current loading with inherently low zero-sequence impedance. (It is used for earthing transformers to create an artificial neutral terminal of a system);
- reduces voltage unbalance in systems where the load is not equally distributed between the phases.

2.2 Characteristic properties of combinations of winding connections

The notation of winding connections for the whole transformer follows the conventions in IEC 60076-1, clause 6.

This subclause is a summary of the neutral current behaviour in different winding combinations. Such conditions are referred to as having "zero-sequence components" of current and voltage. This concept is dealt with further in clauses 4 and 5.

The statements are also valid for three-phase banks of single-phase transformers connected together externally.

2.2.1 YNyn and YNauto

Zero-sequence current may be transformed between the windings under ampere-turn balance, meeting low short-circuit impedance in the transformer. System transformers with such connections may in addition be provided with delta equalizer winding (see 4.7.2 and 4.8).

2.2.2 YNy and Yyn

Zero-sequence current in the winding with earthed neutral does not have balancing ampere-turns in the opposite winding, where the neutral is not connected to earth. It therefore constitutes a magnetizing current for the iron core and is controlled by a zero-sequence magnetizing impedance. This impedance is high or very high, depending on the design of the magnetic circuit (see 2.3). The symmetry of the phase-to-neutral voltages will be affected and there may be limitations for the allowable zero-sequence current caused by stray-flux heating (see 4.8).

2.2.3 YNd, Dyn, YNyd (loadable tertiary) or YNy + d (non-loadable delta equalizer winding)

Zero-sequence current in the star winding with earthed neutral causes compensating circulating current to flow in the delta winding. The impedance is low, approximately equal to the positive-sequence short-circuit impedance between the windings.

If there are two star windings with earthed neutrals (including the case of auto-connection with common neutral), there is a three-winding loading case for zero-sequence current. This is dealt with in 4.3.2 and 4.7.2, and in clause 5.

2.2.4 Yzn ou ZNy

Le courant homopolaire dans l'enroulement en zigzag produit un équilibre d'ampères-tours inhérent entre les deux moitiés de l'enroulement sur chaque noyau et fournit une faible impédance de court-circuit.

2.2.5 *Bancs triphasés de grandes unités monophasées – utilisation d'un enroulement tertiaire à couplage triangle*

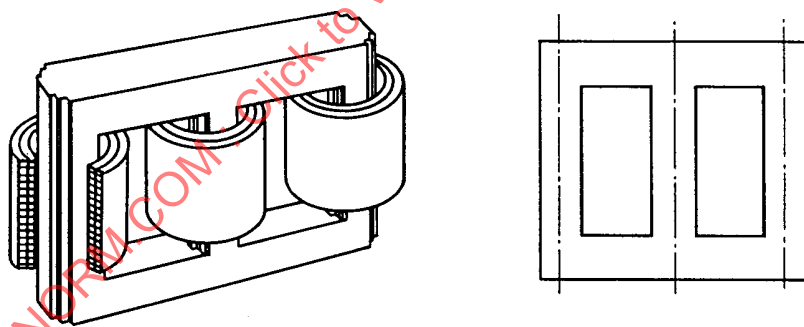
Dans certains pays, les transformateurs pour l'interconnexion des réseaux haute tension sont en général construits en bancs d'unités monophasées. Le coût, la masse et les pertes d'un tel banc sont supérieurs à ceux d'un transformateur triphasé correspondant (dans la mesure où il peut être réalisé). L'avantage du concept du banc est le coût relativement faible d'une quatrième unité de secours pouvant servir de réserve stratégique. Il se peut aussi que l'unité triphasée correspondante dépasse la limite de la masse d'expédition.

Les trois transformateurs monophasés apportent des circuits magnétiques indépendants, représentant une impédance très magnétisante pour une composante homopolaire de tension.

Il peut être nécessaire de prévoir un enroulement de stabilisation en triangle dans le banc ou encore d'avoir une puissance auxiliaire à relativement basse tension provenant d'un enroulement tertiaire. Cela peut être réalisé par une connexion extérieure barre omnibus entre unités de la station. La connexion externe représente un risque supplémentaire de défaut à la terre ou de court-circuit sur l'enroulement tertiaire combiné du banc.

2.3 *Différentes conceptions de circuits magnétiques*

La conception du circuit magnétique la plus fréquente pour un transformateur triphasé est le circuit magnétique à trois colonnes (voir figure 1). Trois colonnes verticales parallèles sont reliées sur les parties inférieure et supérieure par des culasses horizontales.



IEC 1119/97

Figure 1 – Circuit magnétique à trois colonnes

Le circuit magnétique à cinq colonnes (voir figure 2) comporte trois colonnes bobinées et deux colonnes latérales non bobinées de section droite moins importante. Les culasses raccordant les cinq colonnes comportent aussi une section droite réduite si on la compare aux colonnes bobinées.

2.2.4 Yzn or ZNy

Zero-sequence current in the zigzag winding produces an inherent ampere-turn balance between the two halves of the winding on each limb, and provides a low short-circuit impedance.

2.2.5 *Three-phase banks of large single-phase units – use of delta connected tertiary windings*

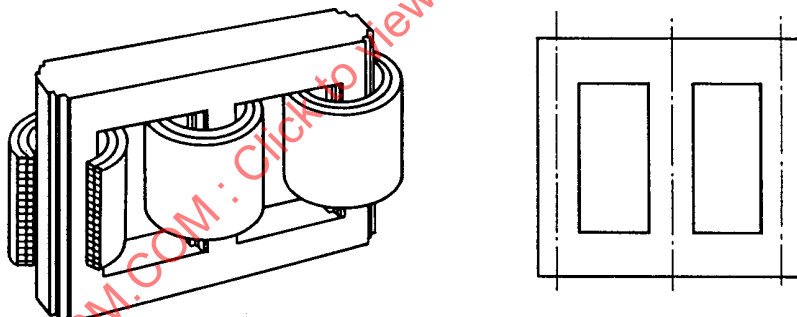
In some countries, transformers for high-voltage system interconnection are traditionally made as banks of single-phase units. The cost, mass, and loss of such a bank is larger than for a corresponding three-phase transformer (as long as it can be made). The advantage of the bank concept is the relatively low cost of providing a spare fourth unit as a strategic reserve. It may also be that a corresponding three-phase unit would exceed the transport mass limitation.

The three single-phase transformers provide independent magnetic circuits, representing high magnetizing impedance for a zero-sequence voltage component.

It may be necessary to provide a delta equalizer winding function in the bank, or there may be a need for auxiliary power at relatively low-voltage from a tertiary winding. This can be achieved by external busbar connection from unit to unit in the station. The external connection represents an additional risk of earth fault or short circuit on the combined tertiary winding of the bank.

2.3 *Different magnetic circuit designs*

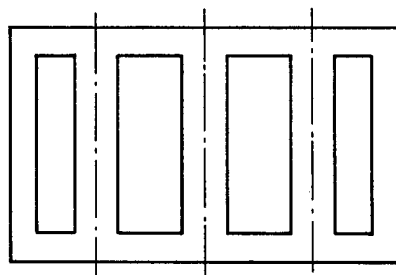
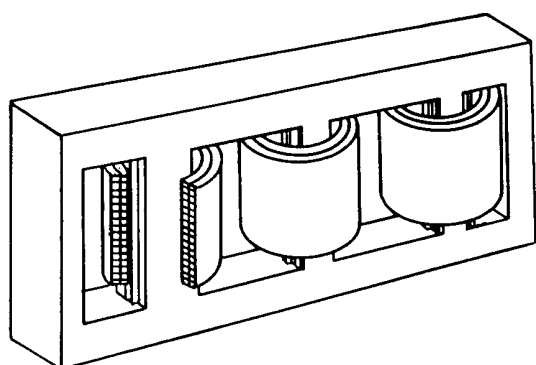
The most common magnetic circuit design for a three-phase transformer is the three-limb core-form (see figure 1). Three parallel, vertical limbs are connected at the top and bottom by horizontal yokes.



IEC 1119/97

Figure 1 – Three-limb, core-form magnetic circuit

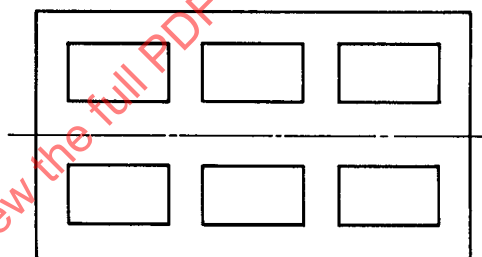
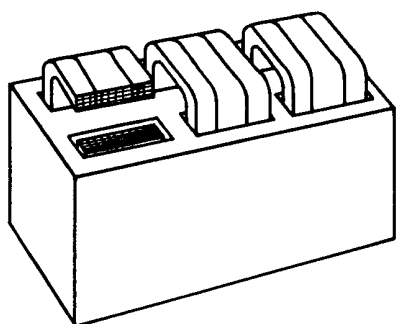
The five-limb, core-form magnetic circuit (see figure 2) has three limbs with windings and two unwound side limbs of lesser cross-section. The yokes connecting all five limbs also have a reduced cross-section in comparison with the wound limbs.



IEC 1120/97

Figure 2 – Circuit magnétique à cinq colonnes

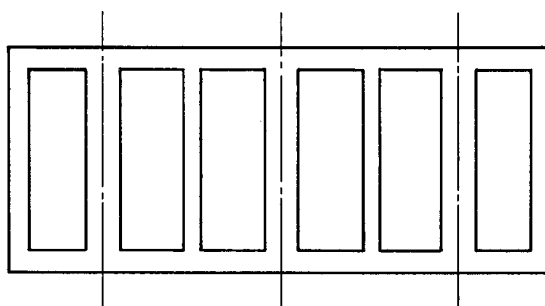
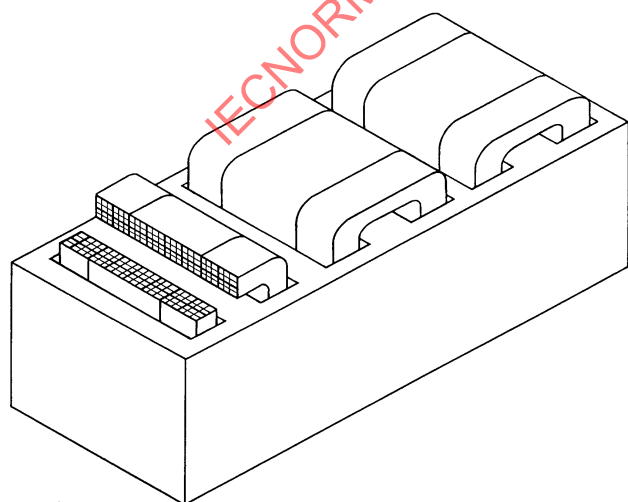
La conception conventionnelle cuirassée triphasée (voir figure 3) est formée d'un cadre doté de trois noyaux bobinés horizontaux et disposant d'une ligne centrale commune. Les noyaux en tôles magnétiques à l'intérieur des enroulements ont une section droite essentiellement rectangulaire et les parties adjacentes du circuit magnétique entourent les enroulements comme une cuirasse.



IEC 1121/97

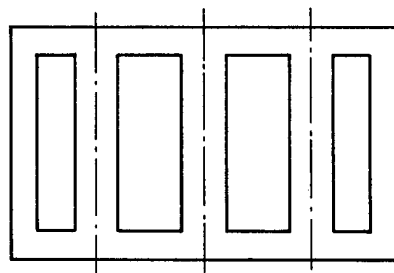
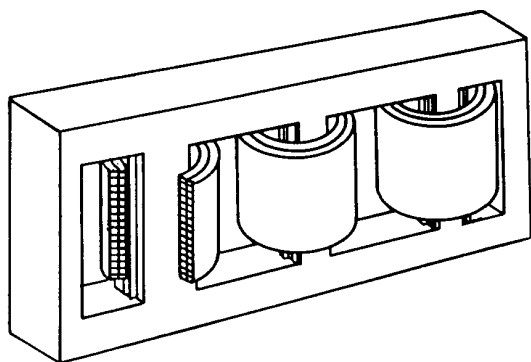
Figure 3 – Circuit magnétique cuirassé triphasé conventionnel

Un nouveau circuit magnétique triphasé cuirassé est le circuit à sept colonnes, dans lequel les noyaux bobinés sont orientés de manière différente (voir figure 4).



IEC 1122/97

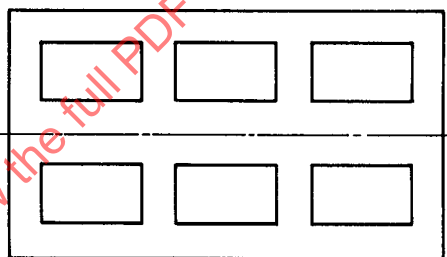
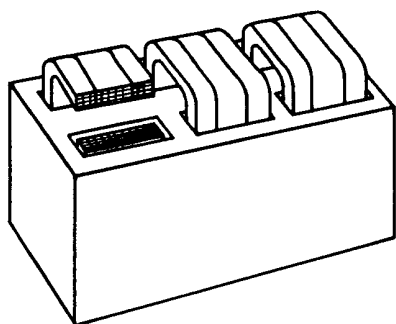
Figure 4 – Circuit magnétique cuirassé triphasé à sept branches



IEC 1120/97

Figure 2 – Five-limb, core-form magnetic circuit

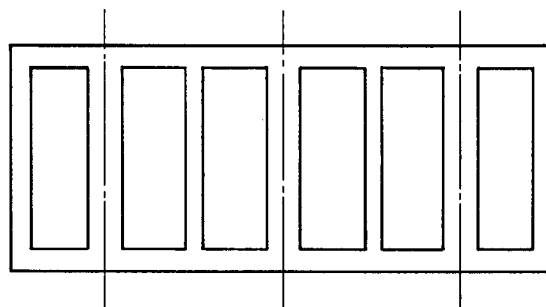
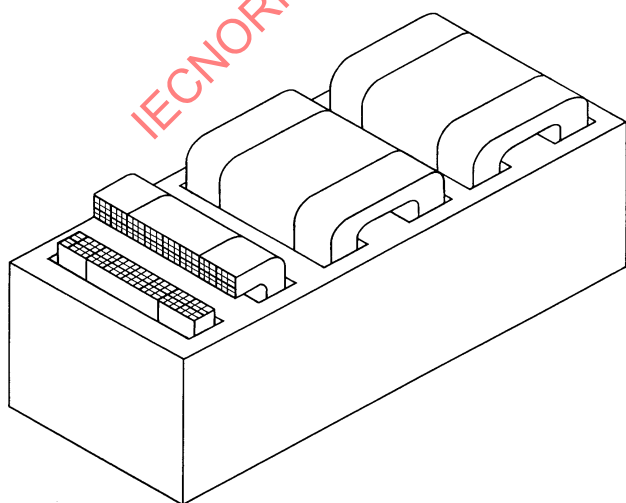
The conventional shell-form three-phase design has a frame with the three wound limbs horizontal and having a common centre line (see figure 3). The core-steel limbs inside the windings have an essentially rectangular cross-section and the adjoining parts of the magnetic circuit surround the windings like a shell.



IEC 1121/97

Figure 3 – Three-phase conventional shell-form magnetic circuit

A new three-phase shell-form magnetic circuit is the seven-limb core, in which the wound limbs are oriented in a different way (see figure 4).



IEC 1122/97

Figure 4 – Three-phase seven-limb shell-form magnetic circuit

La principale différence entre ces conceptions qui doit être traitée ici réside dans leur comportement lorsqu'elles sont soumises à un ensemble de tensions triphasées déséquilibrées ayant une somme non nulle, c'est-à-dire ayant une composante homopolaire.

Cette condition peut aussi être décrite en commençant par le courant homopolaire sans équilibrage des ampères-tours dans tous les autres enroulements. Un tel courant apparaît comme un courant magnétisant pour le circuit magnétique et est contrôlé par l'impédance magnétisante à travers laquelle une chute de tension homopolaire se développe.

Les types habituels de circuits magnétiques se comportent comme indiqué ci-dessous.

2.3.1 *Circuit magnétique à trois colonnes*

Dans le transformateur à circuit magnétique à trois colonnes, les composantes de flux directe et inverse dans les noyaux bobinés (qui ont chacune une somme nulle à chaque instant) s'annulent via les culasses, mais le flux résiduel homopolaire doit trouver un chemin de retour en dehors des enroulements de culasse à culasse. Ce flux «fuite de culasse» externe voit une grande valeur de réluctance, et, pour une quantité de flux (une tension homopolaire appliquée donnée), une force magnétomotrice considérable (courant hautement magnétisant) est nécessaire. En termes de circuit électrique, le phénomène représente donc une impédance (magnétisante) homopolaire relativement faible. Cette impédance varie de façon non linéaire avec l'amplitude de la composante homopolaire.

Réciproquement, le courant homopolaire non compensé constitue un courant magnétisant qui est contrôlé par une impédance magnétisante homopolaire. Le résultat est une dissymétrie superposée de tensions phase-neutre, la composante homopolaire de tension.

Le flux de fuite de culasse homopolaire induit des courants de Foucault et de circulation dans le dispositif de serrage et dans la cuve, entraînant des pertes parasites supplémentaires dans ces constituants. Dans les enroulements, une augmentation des pertes par courants de Foucault provoquée par le flux anormalement parasité peut également se produire. Il existe des limitations dans l'amplitude permise du courant de neutre en service en longue période. Ce problème est évoqué en 4.8.

2.3.2 *Circuit magnétique à cinq colonnes ou circuit magnétique cuirassé*

Dans un transformateur à cinq colonnes ou dans un transformateur cuirassé, des chemins de retour existent pour le flux homopolaire par l'intermédiaire des parties non bobinées du circuit magnétique (jambes de retour de flux du circuit magnétique à cinq colonnes, parties extérieures du cadre de la cuirasse, et pour les circuits magnétiques cuirassés à sept branches, les deux branches non bobinées entre jambes bobinées). Le flux homopolaire voit une faible réluctance magnétisante équivalente à une impédance fortement magnétisante similaire à celle d'une tension directe normale. Cela s'applique jusqu'à une certaine limite où les parties non bobinées du circuit magnétique atteignent la saturation. De plus, l'inductance chute, donnant lieu à un courant déformé en pointe.

Un banc triphasé de transformateurs monophasés réagit de la même manière. Les circuits magnétiques sont séparés et indépendants quelle que soit la tension de service appliquée.

A cause du phénomène décrit ci-dessus, il est habituel d'équiper de tels transformateurs ou bancs de transformateurs d'enroulements de stabilisation à couplage triangle (voir article 4).

3 Propriétés caractéristiques et application aux autotransformateurs

3.1 Par définition, un autotransformateur est un transformateur dont au moins deux enroulements ont une partie commune (voir 3.1.2 de la CEI 60076-1).

The principal difference between the designs, to be discussed here, lies in their behaviour when subjected to an asymmetrical three-phase set of voltages having a non-zero sum i.e. having a zero-sequence component.

This condition may also be described as starting from a zero-sequence current without balancing ampere-turns in any other winding. Such a current appears as a magnetizing current for the magnetic circuit and is controlled by a magnetizing impedance, across which a zero-sequence voltage drop is developed.

The usual types of magnetic circuits behave as follows.

2.3.1 *Three-limb core-form magnetic circuit*

In the three-limb core-form transformer, positive and negative sequence flux components in the wound limbs (which have a zero sum at every instant) cancel out via the yokes, but the residual zero-sequence flux has to find a return path from yoke to yoke outside the excited winding. This external yoke leakage flux sees high reluctance and, for a given amount of flux (a given applied zero-sequence voltage), a considerable magnetomotive force (high magnetizing current) is required. In terms of the electrical circuit, the phenomenon therefore represents a relatively low zero-sequence (magnetizing) impedance. This impedance varies in a non-linear way with the magnitude of the zero-sequence component.

Conversely, uncompensated zero-sequence current constitutes a magnetizing current which is controlled by the zero-sequence magnetizing impedance. The result is a superposed asymmetry of the phase-to-neutral voltages, the zero-sequence voltage component.

The zero-sequence yoke leakage flux induces circulating and eddy currents in the clamping structure and the tank, generating extra stray losses in these components. There could also be increased eddy losses in the windings caused by the abnormal stray flux. There are limitations to the magnitude of any long duration neutral current which is allowable in service. This is considered in 4.8.

2.3.2 *Five-limb core-form, or shell-form magnetic circuit*

In a five-limb core-form, or a shell-form transformer, there are return paths available for the zero-sequence flux through unwound parts of the magnetic circuit (side limbs of five-limb core, outside parts of the shell frame plus, and for the seven-limb shell-form core, the two unwound inter-winding limbs). The zero-sequence flux sees low magnetic reluctance equivalent to a very high magnetizing impedance, similar to that of normal positive-sequence voltage. This applies up to a limit, where the unwound parts of the magnetic circuit reach saturation. Above that, the impedance falls off, resulting in peaked, distorted current.

A three-phase bank of single-phase transformers reacts similarly. The magnetic circuits are separate and independent at any applied service voltage.

Due to the phenomena described above, it is customary to provide such transformers or transformer banks with a delta-connected stabilizing winding (see clause 4).

3 Characteristic properties and application of auto-connected transformers

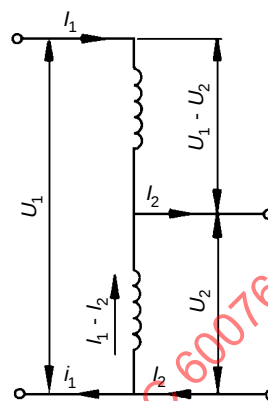
3.1 By definition, an auto-connected transformer is a transformer in which at least two windings have a common part (see 3.1.2 of IEC 60076-1).

Le schéma unifilaire de la figure 5 représente un autotransformateur à deux enroulements. Le côté haute tension du transformateur (représenté par U_1, I_1 dans la figure) est composé de l'enroulement commun ainsi que de l'enroulement série. Le côté basse tension (U_2, I_2) n'est composé que de l'enroulement commun. La haute et la basse tension sont électriquement connectées.

$$U_1 I_1 = U_2 I_2 = S$$

$$\frac{U_1 - U_2}{U_1} = \frac{I_2 - I_1}{I_2} = \alpha$$

$$(U_1 - U_2) I_1 = U_2 (I_2 - I_1) = \alpha S$$



IEC 1123/97

Figure 5 – Autotransformateur, schéma unifilaire

3.2 Le facteur de réduction ou le facteur de l'autotransformateur α

Pour la même puissance traversante, l'autotransformateur est physiquement plus petit et ses pertes sont plus faibles qu'un transformateur à enroulements séparés. Plus le rapport de transformation est proche de l'unité, plus l'économie relative est grande. Les deux enroulements (série et commun) représentent l'équivalent des puissances assignées ou, en d'autres termes, l'équilibrage des ampères-tours. Les relations décrites à la figure 5 expliquent immédiatement le facteur de réduction α de la connexion en autotransformateur. Si S est la puissance assignée des enroulements autoconnectés, écrite sur la plaque signalétique, le transformateur est équivalent, eu égard aux dimensions et masses physiques, à un transformateur à enroulements séparés ayant une puissance assignée $\alpha \times S$. Cela se rapporte souvent à des expressions telles que puissance assignée intrinsèque ou puissance assignée équivalente à deux enroulements.

Exemple

Un autotransformateur 420/240 kV, 300 MVA est comparable à un transformateur à enroulements séparés ayant une puissance assignée de

$$((420 - 240)/420) \times 300 = 129 \text{ MVA}$$

Si le transformateur est en outre fourni avec un enroulement séparé à couplage triangle d'une puissance assignée de 100 MVA (YNauto d 300/300/100 MVA), la puissance de dimensionnement équivalente à deux enroulements sera donc de

$$(129 + 129 + 100)/2 = 179 \text{ MVA}$$

3.3 Impédance de court-circuit et effets du flux de fuite

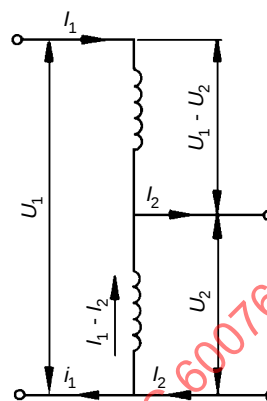
L'impédance de court-circuit d'un transformateur peut être décrite physiquement en termes de puissance réactive dans le champ de fuite, puissance qui à son tour dépend de la taille physique et de la géométrie des enroulements.

The single line diagram of an auto-transformer is shown in figure 5. The high-voltage side of the transformer (identified with U_1 , I_1 in the figure) consists of the common winding together with the series winding. The low-voltage side (U_2 , I_2) consists of the common winding alone. The high- and low-voltage systems are electrically connected.

$$U_1 I_1 = U_2 I_2 = S$$

$$\frac{U_1 - U_2}{U_1} = \frac{I_2 - I_1}{I_2} = \alpha$$

$$(U_1 - U_2) I_1 = U_2 (I_2 - I_1) = \alpha S$$



IEC 1123/97

Figure 5 – Auto-connected transformer, single-line diagram

3.2 The reduction factor or auto-factor, α

The auto-transformer is physically smaller and has lower losses than a separate winding transformer for the same throughput power. The relative saving is greater the closer the transformation ratio is to unity. The two windings (series and common) represent the same equivalent power ratings or, expressed in other terms, balancing ampere-turns. The relations shown in figure 5 immediately explain the reduction factor, α , of the auto-connection. If S is the rated power of the auto-connected windings, noted on the rating plate, then the transformer is similar, with regard to physical size and mass, to a separate winding transformer having rated power $\alpha \times S$. This is often referred to with expressions such as intrinsic rated power or equivalent two-winding rating.

Example

An auto-connected transformer 420/240 kV, 300 MVA, is comparable with a separate winding transformer having a rated power of:

$$((420 - 240)/420) \times 300 = 129 \text{ MVA}$$

If the transformer in addition is provided with a non-auto-connected tertiary winding of 100 MVA rated power (YNauto d 300/300/100 MVA), then its equivalent two-winding rating will be

$$(129 + 129 + 100)/2 = 179 \text{ MVA}$$

3.3 Short-circuit impedance and leakage flux effects

The short-circuit impedance of a transformer may be described physically in terms of the reactive power in the leakage field. This in turn depends on the physical size and geometry of the windings.

Pour un autotransformateur de dimensions réduites, la puissance réactive dans le champ de fuite est naturellement inférieure à celle d'un transformateur à enroulements séparés de même puissance assignée. Son impédance exprimée en pourcentage sera donc proportionnellement plus faible. Le facteur de l'autotransformateur α fait également partie de l'évaluation de l'impédance de court-circuit exprimée en pourcentage.

Cependant, on peut aussi observer que, si l'impédance exprimée en pourcentage d'un autotransformateur est spécifiée avec une valeur élevée (dans le but d'une limitation de l'amplitude du courant de défaut du côté réseau secondaire), ce transformateur sera, sur le plan de la conception, physiquement une petite unité avec un champ de fuite particulièrement important. Cela se traduira par des pertes supplémentaires élevées (pertes par courants de Foucault dans les enroulements aussi bien que pertes dues au flux de fuite dans les parties mécaniques) et même par de possibles effets de saturation dus à la circulation des flux de fuite en partie au travers du circuit magnétique. De tels effets restreindraient la capacité de charge de l'unité au-dessus des conditions assignées, mais cela n'est pas mis en évidence par des essais normaux.

Le guide de charge pour transformateurs de puissance, CEI 60354, prend en compte ces phénomènes quand il sépare les transformateurs de puissance en grande et en moyenne puissance. Les autotransformateurs doivent être classifiés suivant leur puissance assignée équivalente, et leur impédance correspondante exprimée en pourcentage, à la place des valeurs écrites sur la plaque signalétique.

3.4 Restrictions du réseau, coordination de l'isolement

La connexion électrique directe entre les réseaux primaire et secondaire (triphasés) implique qu'ils auront un point neutre commun et que le couplage triphasé du transformateur est en étoile. En pratique, les réseaux seront effectivement normalement reliés à la terre et le point neutre de l'autotransformateur sera en général spécifié pour un niveau d'isolement réduit.

- S'il faut que le neutre du transformateur soit relié à la terre directement, le niveau d'isolement nécessaire est très faible (voir 5.5.2 de la CEI 60076-3).
- En variante, il peut être prévu que tous les neutres de plusieurs transformateurs ne soient pas directement mis à la terre pour réduire les courants de défauts à la terre éventuels. Les neutres non reliés à la terre seront cependant habituellement équipés d'un parafoudre pour les protéger contre les chocs transitoires. La tension assignée du parafoudre spécifié et le niveau d'isolement du neutre seront en coordination avec la tension à fréquence industrielle du réseau apparaissant au neutre isolé de la terre pendant un défaut à la terre de réseau.
- Dans les réseaux à très haute tension dotés de longues lignes aériennes, la possibilité d'un réenclenchement unipolaire peut être améliorée par la mise à la terre d'une bobine d'inductance spécialement accordée. Cela nécessite une isolation relativement élevée du neutre du transformateur, qui est connecté via la bobine d'inductance d'accord à la terre.

Du point de vue de la conception, les enroulements série d'un autotransformateur posent parfois des difficultés pour l'isolement longitudinal de l'enroulement. Il est supposé que la borne X, borne de ligne du côté basse tension, reste à un faible potentiel à l'incidence d'une surtension transitoire sur la borne de ligne côté haute tension. La contrainte correspondant à l'intégralité du niveau d'isolement au choc du côté haute tension ne sera donc distribuée que le long de l'enroulement série. Cela représente une tension correspondante entre spires plus élevée, si on la compare à la surtension du niveau d'isolement au choc du côté basse tension, distribuée le long de l'enroulement commun.

3.5 Réglage de tension dans les autotransformateurs d'interconnexion de réseaux

La variation du rapport de transformation d'un autotransformateur peut être obtenue de différentes façons. Certaines d'entre elles suivent les principes sous-jacents de 5.1 de la CEI 60076-1. D'autres ne suivent pas ces principes car le nombre des spires effectives est modifié simultanément dans les deux enroulements.

For an auto-transformer with its reduced dimensions, the reactive power in the leakage field is naturally smaller than for a separate winding transformer with the same rated power. Its impedance, expressed as a percentage, will then be correspondingly lower. The auto-connection factor, α , is also a benchmark for the percentage impedance.

However, it may also be observed that if the percentage impedance of an auto-transformer is specified with an elevated value (with a view to limiting fault-current amplitudes in the secondary-side system) then this transformer will, from a design point of view, be a physically small unit with a quite large leakage field. This will be reflected as higher additional losses (winding eddy loss as well as stray field loss in mechanical parts) and possibly even saturation effects due to leakage flux circulating in part through the magnetic circuit. Such effects would restrict the loadability of the unit above rated conditions, but this is not revealed by standard tests.

The transformer loading guide, IEC 60354, takes these phenomena into account when separating between large and medium power transformers. Auto-transformers are to be classified according to their equivalent power rating, and the corresponding percentage impedance, instead of by the rating-plate figures.

3.4 *System restrictions, insulation co-ordination*

The direct electrical connection between the primary and secondary (three-phase) systems implies that they will have a common neutral point and that the three-phase connection of the auto-transformer is in star. In practice, the systems will normally be effectively earthed and the neutral point of the auto-transformer will usually be specified with reduced insulation level.

- If the transformer neutral is to be directly earthed, the necessary insulation level is very low (see 5.5.2 of IEC 60076-3).
- It may alternatively be foreseen that not all neutrals of several transformers in a station will be directly earthed. This is in order to reduce the prospective earth fault currents. The unearthed neutrals will, however, usually be provided with a surge arrester for protection against transient impulses. The specified arrester rated voltage and the insulation level of the neutral will be co-ordinated with the power frequency voltage appearing at the unearthed neutral during a system earth fault.
- In extra-high-voltage systems with long overhead lines, the possibility of successful single-pole reclosing may be improved by specially tuned reactor earthing. This requires a relatively high insulation of the transformer neutral, which is connected via the tuning reactor to earth.

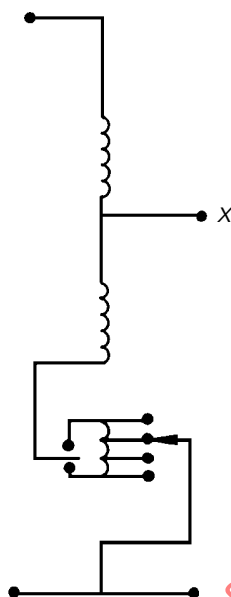
The series winding of an auto-transformer sometimes presents design difficulties for the insulation across the winding. It is assumed that the X-terminal, the low-voltage side-line terminal, stays at low potential at the incidence of a transient overvoltage on the high-voltage side-line terminal. The stress corresponding to the whole impulse insulation level of the high-voltage side will therefore be distributed along the series winding only. This represents a correspondingly higher turn-to-turn voltage, compared with an overvoltage across the low-voltage side, distributed along the common winding.

3.5 *Voltage regulation in system-interconnection autotransformers*

Variation of the voltage ratio in an auto-connected transformer may be arranged in different ways. Some of these follow the underlying principles of 5.1 of IEC 60076-1. Others do not because the number of effective turns is changed in both windings simultaneously.

Les prises de réglage seront arrangées soit du côté neutre, soit au point de jonction entre les enroulements commun et série (point commun) (voir figure 6).

3.5.1 Prises de réglage au neutre



IEC 1124/97

Le réglage au neutre augmente et diminue le nombre des spires simultanément dans les enroulements haute tension et basse tension mais le rapport entre les enroulements change. Ce type de réglage sera inefficace lorsqu'il nécessitera beaucoup de spires de réglage pour une étendue spécifiée de variation du rapport de transformation. Les volts par spire dans le transformateur varieront donc considérablement le long de l'étendue du réglage (flux variable); le phénomène devient plus prononcé plus le rapport de transformation est proche de l'unité (faible valeur de α). Cela doit être couvert par un surdimensionnement correspondant du circuit magnétique. Il en résultera alors des échelons inégaux de tension.

L'avantage évident du réglage au neutre est que l'enroulement de réglage et le changeur de prises seront près du potentiel du neutre et ne nécessiteront qu'un faible niveau d'isolement par rapport à la terre.

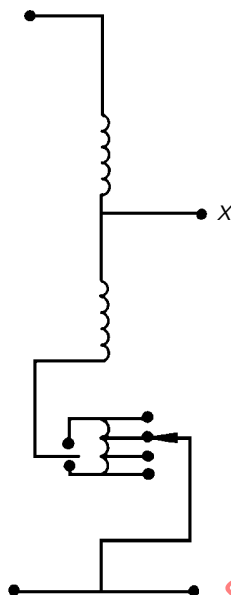
Figure 6 – Spires de réglage au neutre commun

3.5.2 Prise de réglage à la borne X

Pour que le réglage soit organisé au point commun dans le transformateur (la borne de ligne du côté basse tension), il faut que l'enroulement à prises et les changeurs de prises soient conçus avec le niveau d'isolement de la borne X. Ils seront immédiatement exposés à des surtensions transitoires à front raide provenant de chocs de foudre ou de manoeuvre. La figure 7 décrit un certain nombre d'arrangements possibles.

The tapping turns will be either at the neutral terminal or at the joint between the common and the series windings (common point) (see figure 6).

3.5.1 Tapping turns at the neutral



IEC 1124/97

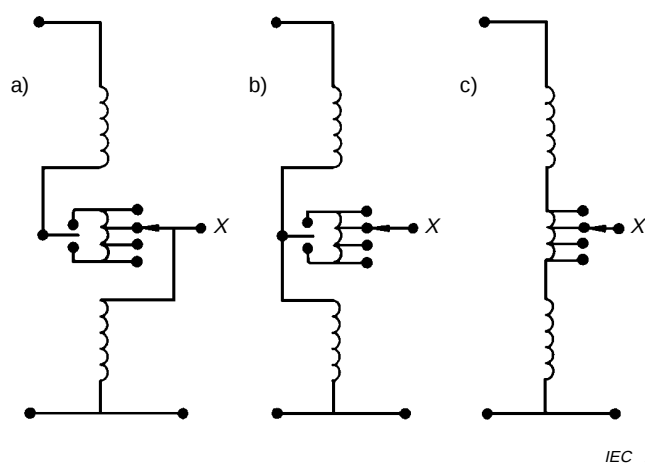
Regulation at the neutral simultaneously increases or decreases the number of turns in both the high-voltage and low-voltage windings but the ratio between the windings changes. This type of regulation will be insufficient in the sense that it requires many regulating turns for the specified range of variation of ratio. Therefore, the volts per turn in the transformer will vary considerably across the tapping range (variable flux). The phenomenon gets more pronounced the closer the ratio of the transformer approaches unity (low α value). This has to be covered by a corresponding over-dimensioning of the magnetic circuit. It will also result in unequal voltages per step.

The obvious advantage of regulation in the neutral is that the tapping winding and the tap-changer will be close to neutral potential and require only low insulation level to earth.

Figure 6 – Tapping turns at the common neutral

3.5.2 Tapping turns at the X-terminal

Regulation arranged at the auto-interconnection in the transformer (the low-voltage side-line terminal) requires the tapping winding and tapchanger to be designed with the insulation level of the X-terminal. They will be directly exposed to steep-front voltage transients from lightning or switching surges. Figure 7 shows a number of different arrangements.



a) Le nombre de spires de l'enroulement commun reste inchangé. C'est un choix logique si la tension du réseau basse tension reste relativement constante, tandis que la tension du réseau haute tension est plus variable.

b) Cette variante est le contraire de a). Le nombre de spires faisant face à la tension du réseau haute tension reste constant, tandis que le nombre effectif de spires du côté basse tension varie.

c) Le nombre de spires est constant sur le côté haute tension, mais pour un nombre spécifique de spires reconnectées, le rapport varie plus que dans l'exemple b). Le cas b) d'autre part permet une utilisation «plus ou moins» de l'enroulement à prises avec inversion comme cela est indiqué dans la figure.

Figure 7 – Prises de réglage à la borne basse tension

4 Propriétés homopolaires – courant de charge du neutre et conditions de défaut à la terre, saturation magnétique et courant d'enclenchement

Cet article traite des caractéristiques des transformateurs triphasés et des bancs de transformateurs monophasés en ce qui concerne les conditions de service triphasé déséquilibré.

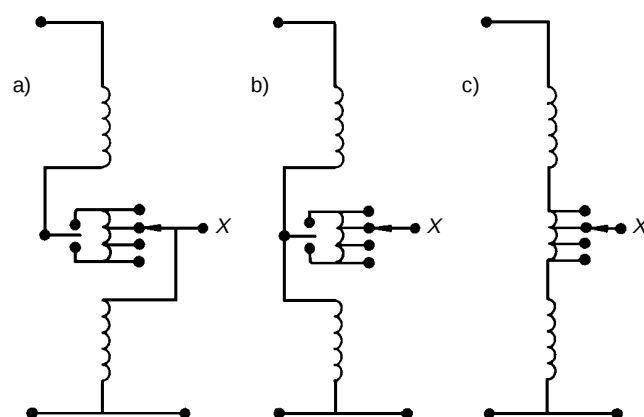
Il existe des différences en fonction de la géométrie du circuit magnétique et de la combinaison des connexions triphasées des enroulements.

Les conditions déséquilibrées comprennent des perturbations transitoires ainsi que des déséquilibres en régime permanent, donnant lieu à

- une perte temporaire de symétrie des tensions triphasées et, en conséquence, de la symétrie de magnétisation des noyaux;
- un déséquilibre temporaire ou permanent des courants de charge, notamment du courant dans la borne neutre, ce qui aura un effet sur la stabilité de la tension, du flux de fuite et de la magnétisation des noyaux.

4.1 Introduction des composantes symétriques des réseaux triphasés

Il est fait une courte présentation, en 4.1.1, de la méthode analytique classique appelée «composantes symétriques» à laquelle il est souvent fait référence dans l'analyse des réseaux de distribution d'énergie. Pour de plus amples renseignements sur cette méthode et sur son application, on se reportera aux ouvrages traitant de l'analyse des réseaux de distribution d'énergie.



IEC 1125/97

- a) The number of turns in the common winding remains unchanged. This is a logical choice if the low-voltage system voltage remains relatively constant while the high-voltage system voltage is more variable.
- b) This alternative is the opposite to a). The number of turns facing the high-voltage system voltage remains constant, while the effective number of turns of the low-voltage side varies.
- c) The number of turns is constant on the high-voltage side, but for a specific number of reconnected turns, the ratio varies more than in case b). Case b) on the other hand permits plus-minus utilization of the tapping winding by reversing it as indicated in the figure.

Figure 7 – Tapping turns at the lower voltage terminal

4 Zero-sequence properties – neutral load current and earth fault conditions, magnetic saturation and inrush current

This clause outlines the characteristics of three-phase transformers and banks of single-phase transformers with regard to asymmetrical three-phase service conditions.

There are differences depending on the geometry of the magnetic circuit and on the combination of three-phase connections of the windings.

The asymmetrical conditions comprise transient disturbances as well as asymmetries during continuous service, giving rise to:

- temporary loss of symmetry of three-phase voltages and, consequently, of the symmetry of magnetization of the core;
- temporary or permanent asymmetry of load currents, particularly current in the neutral, which will affect the voltage stability, leakage flux and core magnetization.

4.1 Introduction of the symmetrical components of a three-phase system

A short explanation of the conventional analytical method called symmetrical components, which is frequently referred to in power system analysis, is given in 4.1.1. For further information on this method and its application, see textbooks on power system analysis.

Une présentation plus complète en 4.1.2 concerne les aspects pratiques de la mise à la terre du réseau par l'intermédiaire des neutres des transformateurs.

4.1.1 *Principes et terminologie des composantes symétriques de tension et de courant*

La méthode, telle qu'elle est appliquée de façon classique, présuppose des tensions et des courants synchrones et sinusoïdaux reliés par des éléments de circuit sous la forme d'impédance ou d'admittance constante, avec une valeur égale pour les trois phases. Ces hypothèses impliquent que toutes les équations du circuit sont linéaires et que les changements de variables par transformation linéaire sont possibles. Une de ces transformations permet d'obtenir des composantes symétriques.

Dans le cas général déséquilibré, les trois tensions simples ou les courants de phases individuels possèdent des amplitudes inégales et ne sont pas espacés de façon égale dans le temps (ne sont pas déphasés de 120 degrés électriques). La somme des valeurs momentanées peut être différente de zéro. Le schéma des phaseurs est une étoile dissymétrique. La somme vectorielle des trois phaseurs ne forme pas nécessairement un triangle fermé (somme différente de zéro).

Cependant, il est toujours possible de remplacer les trois variables déséquilibrées originales par la combinaison des trois composantes symétriques suivantes:

- une composante directe ayant un ensemble ordinaire entièrement symétrique de tensions ou de courants triphasés;
- une composante inverse ayant un autre ensemble symétrique, mais en sens opposé;
- une composante homopolaire ayant la même valeur dans les trois phases sans rotation des phases.

Les deux premières composantes ont chacune une somme égale à zéro à chaque instant. La troisième composante représente le résiduel, la somme différente de zéro des variables originales et apparaît avec un tiers de celle-ci dans chaque phase.

L'avantage de la méthode des composantes symétriques pour le calcul des tensions et des courants est que le réseau original de trois équations couplées avec trois inconnues est remplacé par trois équations monophasées distinctes à une inconnue, une pour chaque composante. Chaque équation utilise les paramètres d'impédance ou d'admittance en rapport avec la composante correspondante.

Les solutions des équations pour les composantes symétriques distinctes sont alors superposées en commençant par la dernière, phase par phase, pour obtenir les courants des phases et les tensions simples du réseau réel.

Les algorithmes de transformation des grandeurs de phases originales en composantes symétriques et inversement se trouvent dans les manuels qui traitent de cette méthode.

4.1.2 *Aspects pratiques*

Les propriétés des composantes ont les conséquences pratiques suivantes en ce qui concerne les courants et les tensions.

- Les trois courants de ligne d'un réseau sans retour à la terre ou conducteur de neutre ont une somme égale à zéro. Leur transformation en composantes symétriques contient les composantes directe et inverse mais aucune composante homopolaire.

Les courants allant d'un réseau à un enroulement à couplage triangle possèdent cette propriété.

A further explanation regarding the practical aspects of earthing of the system through transformer neutrals is given in 4.1.2.

4.1.1 *Principles and terminology of symmetrical components of voltage and current*

The method, as conventionally applied, presupposes synchronous and sinusoidal voltages and currents, linked by circuit elements in the form of constant impedance or admittance, with equal value for the three phases. These assumptions imply that all circuit equations are linear, and that changes of variables by linear transformations are possible. One such transformation is that of symmetrical components.

In the general asymmetrical case, the three individual phase voltages or phase current have unequal amplitudes and are not spaced equally in time (not 120 electrical degrees apart). The sum of the momentary values may be different from zero. The phasor picture is an asymmetrical star. The vectorial sum of the three phasors does not necessarily form a closed triangle (non-zero sum).

It is however always possible to replace the original three asymmetrical variables by a combination of the following three symmetrical components:

- a positive sequence component having a fully symmetrical, ordinary set of three-phase voltages or currents;
- a negative sequence component having another symmetrical set, but with opposite phase sequence;
- a zero sequence component having the same phasor value in all three phases with no phase rotation.

The two first components each have zero sum at every instant. The third component represents the residual, non-zero sum of the original variables, with one-third appearing in each phase.

The advantage of the method of symmetrical components for calculation of voltages and currents is that the original system of three coupled equations with three unknown variables is replaced by three separate, single-phase equations with one unknown, one for each component. Each equation makes use of the relevant impedance or admittance parameters for the respective component.

The solution of the equations for the separate symmetrical components are then superposed back, phase by phase, to obtain the phase voltages or currents of the real system.

The algorithms for transformation of the original phase quantities into symmetrical components and back again can be found in appropriate textbooks.

4.1.2 *Practical aspects*

The properties of the components have the following practical consequences with regard to currents and voltages.

- The three line currents in a system without earth return or neutral conductor have zero sum. Their transformation into symmetrical components contains positive and negative sequence components but no zero-sequence component.

The currents from a system to a delta-connected winding have this property.

- Par un courant de neutre à la terre ou par l'intermédiaire d'un conducteur de neutre (quatrième fil), le système des courants de phase peut comporter une composante homopolaire. C'est une condition normale dans les réseaux de distribution à quatre fils avec des charges monophasées appliquées entre phase et neutre. Les circuits de transmission haute tension ne transportent pas normalement un courant de charge de neutre intentionnel. Dans la mesure où cette charge déséquilibrée existe, elle a plutôt la caractéristique d'une charge entre deux phases, ce qui entraîne une composante inverse mais pas une composante homopolaire.
- Une composante homopolaire est définie comme existant dans la phase et avec la même amplitude dans les trois phases. Une composante homopolaire de courant représente, en conséquence, précisément un tiers du courant de neutre.
- La somme de l'ensemble des tensions composées traversant un enroulement en triangle est égale à zéro à cause de la connexion fermée, et ne contient donc pas de composante de tension homopolaire. Néanmoins, à l'intérieur de l'enroulement à couplage triangle, il peut y avoir circulation d'un courant homopolaire, un courant de circulation de court-circuit dans le triangle, qui est induit à partir d'un autre enroulement (voir 4.5).

4.2 Paramètres d'impédance des composantes symétriques

Les paramètres d'impédance (ou d'admittance) des différents éléments du réseau peuvent être différents pour les trois composantes. En pratique, tout élément statique, tel un transformateur et une bobine d'inductance, comporte des paramètres d'impédance égaux pour la séquence directe et la séquence inverse. Pour un transformateur, ils sont pris comme des valeurs mesurées pendant les essais individuels.

Les paramètres homopolaires d'un transformateur, cependant, sont différents. Il peut être possible que des transformateurs ayant des valeurs égales d'impédance directe aient des caractéristiques homopolaires inégales dépendant du type de circuit magnétique, des connexions et de la position des différents enroulements, des chemins de guidage des flux de fuite, etc.

Dans quelques cas, l'impédance homopolaire sera non linéaire. Cela est décrit par référence aux caractéristiques physiques du transformateur dans les cas suivants. Ils fournissent quelques estimations quantitatives à titre de recommandation générale. Si des certitudes plus précises sur un transformateur spécifique sont requises, des mesures de ses caractéristiques homopolaires peuvent être conduites en essai spécial, sur demande (voir 10.7 de la CEI 60076-1).

4.3 Schéma équivalent unifilaire du transformateur pour les phénomènes homopolaires

Les notions fondamentales de la méthode des composantes symétriques sont soulignées en 4.1, 4.1.1, 4.1.2 et 4.2. Il a été expliqué que l'analyse des phénomènes déséquilibrés, linéaires et sinusoïdaux est traitée sous la forme d'équations monophasées simultanées, dont une pour chaque composante. Pour la composante directe et la composante inverse, le transformateur est représenté avec ses impédances normales à vide et en court-circuit, mais pour la composante homopolaire le schéma est parfois différent et dépend de la conception. Ce paragraphe donne des informations quantitatives sur les grandeurs homopolaires.

- If there is neutral current to earth or through a neutral conductor (fourth wire), then the system of phase currents may have a zero-sequence component. This is a normal condition in four-wire distribution systems with single-phase loads applied between phase and neutral. High-voltage transmission lines do not normally carry any intentional neutral load current. To the extent that load asymmetry exists, it rather has the character of load between two phases which results in a negative-sequence component, but no zero-sequence component.
- A zero-sequence component is defined as existing in phase, and with the same amplitude, in all three phases. A zero-sequence component of current is, consequently, precisely one-third of the neutral current.
- The set of line-to-line voltages across a delta-connected winding have zero sum, because of the closed connection, and consequently do not contain any zero-sequence voltage component. But inside the delta winding, there may flow zero-sequence current, a short-circuit current circulating around the delta, which is induced from another winding (see 4.5).

4.2 Impedance parameters for symmetrical components

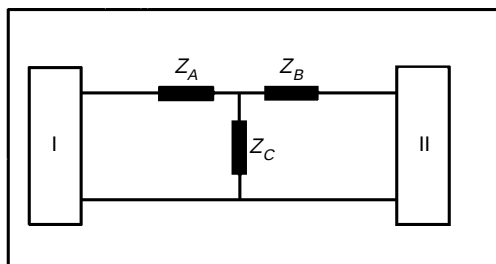
The impedance (or admittance) parameters of different elements of the system may be different for the three components. In practice, components such as transformers and reactors have equal parameters for positive sequence and negative sequence impedance. For a transformer, they are taken as the values measured during the routine tests.

The zero-sequence parameters of a transformer, however, are different. It may be that transformers having equal values of positive-sequence reactance still have unequal zero-sequence characteristics depending on the type of magnetic circuit, the connection and location of the different winding, the way of guiding leakage flux, etc.

In some cases, a zero-sequence impedance will be non-linear. This is described with reference to the physics of the transformer in the following clauses. They also provide some approximate quantitative estimates for general guidance. If more accurate evidence about a specific transformer is wanted, measurements of its zero-sequence characteristics may be carried out as a special test, on request (see 10.7 of IEC 60076-1).

4.3 Single-line equivalent diagram of the transformer for zero-sequence phenomena

The fundamentals of the symmetrical component method have been outlined in 4.1, 4.1.1, 4.1.2 and 4.2. It was stated that the analysis of asymmetrical, linear, sinusoidal phenomena is handled in the form of simultaneous, single-phase equations, one for each component. For positive and negative sequence, the transformer is represented with its normal no-load and short-circuit impedances but, for zero-sequence, the diagram is sometimes different, depending on the design. Quantitative information about the zero-sequence parameters can be found in this subclause.



IEC 1126/97

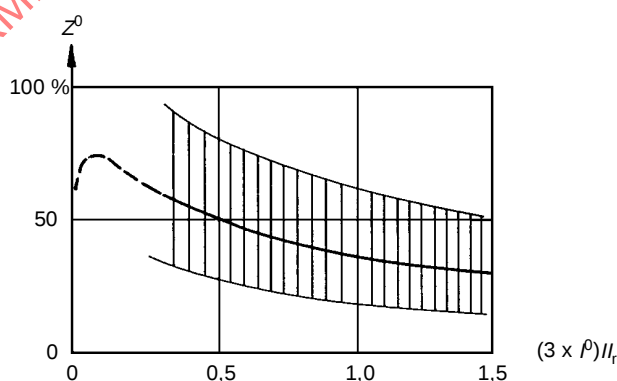
Figure 8 – Schéma homopolaire d'un transformateur à deux enroulements

La schéma équivalent d'un transformateur triphasé à deux enroulements pour les composantes homopolaires est composé d'une impédance série et d'une branche en dérivation. Dans la figure 8, la somme des deux éléments d'impédance série Z_A et Z_B est égale à l'impédance normale de court-circuit pour le courant direct. La subdivision entre les deux éléments est arbitraire et peut être prise égale à zéro.

Z_m est une impédance magnétisante dont la valeur dépend de la conception du circuit magnétique. Un circuit magnétique triphasé à cinq colonnes ou de type cuirassé présente une impédance magnétisante très grande pour une tension homopolaire (voir 4.4).

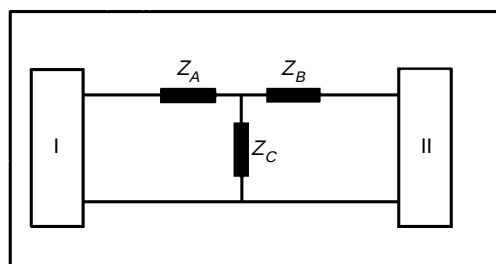
D'autre part, un circuit à trois noyaux possède une impédance magnétisante modérée pour une tension homopolaire. Cette impédance est non linéaire avec l'amplitude du courant ou de la tension et varie d'une conception à une autre. Le flux de fuite de culasse (voir 4.4) induit un flux de courants de Foucault autour de la cuve toute entière. Il existe donc une différence entre les transformateurs comportant des cuves en fines tôles d'acier ondulé et ceux comportant des cuves en tôle plate. Pour des tôles de construction de cuve de transformateur de qualité chaudière, l'impédance homopolaire relative est en général de l'ordre de 0,25 à 1,0 quand le courant de neutre $3 \times I_0$ est égal au courant assigné de l'enroulement. La variation générale de l'impédance avec le courant est décrite à la figure 9.

Pour un transformateur neuf, le fabricant procédera sur demande à la mesure de l'impédance homopolaire (voir 10.1.3 et 10.7 de la CEI 60076-1).



IEC 1127/97

Figure 9 – Variation en fonction du courant de l'impédance magnétisante homopolaire d'un transformateur à trois colonnes sans enroulement à couplage en triangle



IEC 1126/97

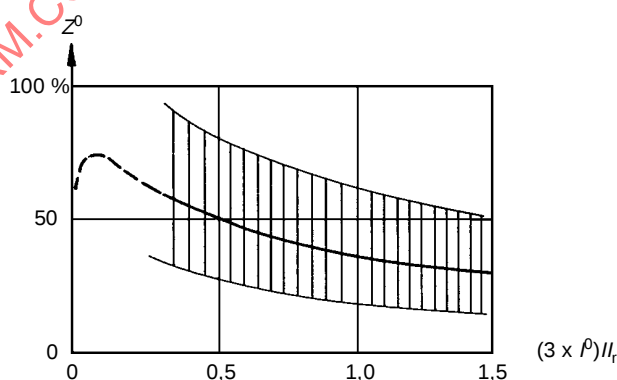
Figure 8 – Zero-sequence diagram for two-winding transformer

The equivalent diagram of a two-winding three-phase transformer for zero-sequence is composed of a series impedance and a shunt branch. In figure 8, the sum of the two series impedance elements Z_A and Z_B is equal to the ordinary short-circuit impedance for positive-sequence current. The subdivision between the two elements is arbitrary, and either can be put equal to zero.

Z_m is a magnetizing impedance, the order of magnitude of which depends on the design of the magnetic circuit. A five-limb core or a shell-form three-phase magnetic circuit presents very high magnetizing impedance for zero-sequence voltage (see 4.4).

A three-limb core, on the other hand, has a moderate magnetizing impedance for zero-sequence voltage. This impedance is non-linear with the current or voltage magnitude and varies from design to design. The yoke leakage flux (see 4.4) induces flow of eddy currents around the whole tank. There is, therefore, a difference between transformers having corrugated tanks of thin steel sheet and those having tanks of flat boilerplate. For boilerplate tank transformers, the per unit zero-sequence impedance is, in general, of the order of 0,25 to 1,0 when the neutral current $3 \times I_0$ is equal to the rated current of the winding. The general variation of impedance with current is shown in figure 9.

For a new transformer, the manufacturer will perform a measurement of the zero-sequence impedance on request (see 10.1.3 and 10.7 of IEC 60076-1).



IEC 1127/97

Figure 9 – Variation with current of zero-sequence magnetizing impedance of three-limb transformer without a delta winding

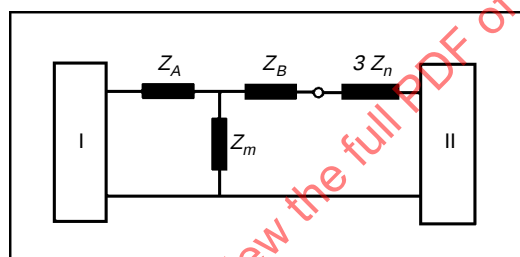
Pour les cas particuliers de couplage de transformateurs, les conséquences sont décrites en 4.3.1 et en 4.3.2.

4.3.1 Transformateur YNyn sans enroulement supplémentaire à couplage en triangle

Lorsque les deux neutres d'enroulement sont connectés sur des réseaux effectivement mis à la terre, le courant homopolaire peut être transmis entre les réseaux, rencontrant une faible impédance dans le transformateur. Les impédances des réseaux ne sont pas, dans ce cas, plus grandes que l'impédance série du transformateur. Avec un circuit magnétique à trois colonnes, l'impédance magnétisante modérée n'est pas négligeable. Elle diminue l'impédance traversante du transformateur d'environ 90 % à 95 % par rapport à l'impédance directe de court-circuit. Avec un circuit magnétique à cinq colonnes ou de type cuirassé, une telle réduction ne se produit pas.

Si le réseau de l'enroulement opposé n'accepte pas le courant homopolaire, l'impédance d'entrée de l'un ou l'autre des enroulements est l'impédance magnétisante, qui dépend de la conception du circuit magnétique comme précisé plus haut.

Si le neutre du réseau de l'enroulement opposé est mis à la terre par l'intermédiaire d'un élément d'impédance Z_n , cela est représenté dans le schéma homopolaire avec une impédance série supplémentaire égale à $3Z_n$ (voir figure 10).



IEC 1128/97

Figure 10 – Transformateur YNyn avec impédance de mise à la terre du neutre – représentation homopolaire

4.3.2 Transformateur YNynd ou YNyn + d

Il s'agit d'une combinaison à trois enroulements. Il y a une configuration en étoile des éléments de l'impédance série en combinaison avec l'impédance magnétisante en représentation homopolaire. Dans la figure 11, $Z_A + Z_C$ représente l'impédance de court-circuit entre l'enroulement A et le troisième enroulement C à couplage triangle dans lequel le courant homopolaire peut circuler (voir 4.5). Cette impédance est l'impédance d'entrée pour le courant homopolaire partant du réseau I pour entrer dans l'enroulement A.

De la même manière, l'impédance pour le courant homopolaire partant du réseau II dans l'enroulement B est $Z_B + Z_C$.

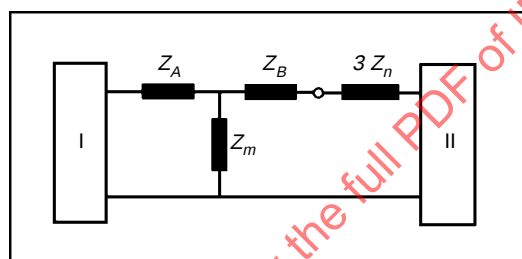
The consequences for particular cases of transformer connections are described in 4.3.1 and 4.3.2.

4.3.1 *YNyn transformer without additional delta winding*

When both winding neutrals are connected to effectively earthed systems, zero-sequence current may be transferred between the systems, meeting low impedance in the transformer. The system impedances are not, in this case, larger than the transformer series impedance. With a three-limb core, the moderate magnetizing impedance is not negligible. It lowers the effective through impedance of the transformer to approximately 90 % to 95 % of the positive-sequence short-circuit impedance. With a five-limb core or a shell-form transformer, there is no such reduction.

If the opposing winding system does not accept zero-sequence current, the input impedance of either winding is the magnetizing impedance, which is dependent on the magnetic circuit design as outlined above.

If the opposing winding system has its neutral earthed through an impedance element Z_n , this is represented in the zero-sequence diagram by an additional series impedance equal to $3Z_n$ (see figure 10).



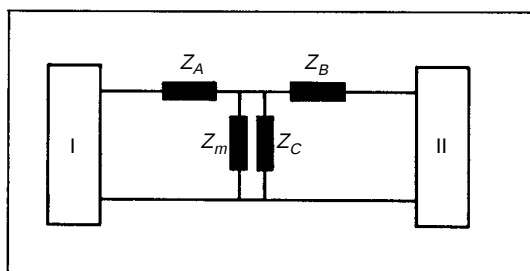
IEC 1128/97

Figure 10 – YNyn transformer with neutral earthing impedance – zero-sequence representation

4.3.2 *YNynd, or YNyn + d transformer*

This is a three-winding combination. There is a star configuration of series impedance elements, in combination with the magnetizing impedance for zero-sequence. In figure 11, $Z_A + Z_C$ is the short-circuit impedance between winding A and the delta-connected third winding C, within which a zero-sequence current may circulate (see 4.5). This impedance is the input impedance for zero-sequence current from system I into winding A.

Similarly, the impedance for zero-sequence current from system II into winding B is $Z_B + Z_C$.



IEC 1129/97

Figure 11 – Transformateur YNyd – représentation homopolaire

L'impédance magnétisante Z_m qui est aussi indiquée dans la figure 11 est en général négligée dans les calculs pour cette combinaison d'enroulements. Il est admis que les impédances homopolaires du schéma diffèrent légèrement des valeurs mesurées avec un courant de composante directe. La différence dépend de la disposition des enroulements les uns par rapport aux autres; cette différence reste habituellement comprise entre 10 % et 15 %.

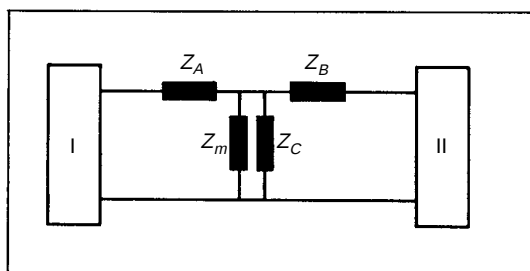
4.4 Impédance magnétisante en conditions déséquilibrées – tension homopolaire et géométrie du circuit magnétique

Pour plusieurs raisons, la symétrie des tensions triphasées dans les réseaux de transmission dans les conditions de fonctionnement normales se maintient très bien et ne pose en général aucun problème pour le fonctionnement du transformateur.

Pendant les défauts à la terre dissymétriques dans le réseau, le système des tensions entre phase et terre comporte une composante homopolaire. Le degré de déséquilibre dépend de la méthode de mise à la terre du réseau. De ce point de vue, le réseau se caractérise par un facteur de défaut à la terre, c'est-à-dire en bref par le rapport entre la tension en courant alternatif entre phases saines pendant le défaut d'une part et la tension symétrique entre phase et terre avant le défaut d'autre part. Cela est important pour la coordination de l'isolement.

Si les circuits magnétiques triphasés d'un transformateur sont soumis à un réseau de tensions induites qui contiennent une homopolarité (dont la somme est différente de zéro), la réaction dépend alors de la géométrie du circuit magnétique et du couplage des enroulements.

Dans un transformateur à circuit magnétique à trois colonnes (voir figure 12), les contributions inégales de flux provenant des trois colonnes ne s'annulent pas dans les culasses. Au lieu de cela, le flux homopolaire résiduel se ferme à l'extérieur du circuit magnétique. Cela représente une forte réluctance et une faible impédance de magnétisation pour la tension homopolaire. Des informations quantitatives sont proposées en 4.3. Le phénomène d'un flux considérable quittant le circuit magnétique et se refermant à l'extérieur peut également se produire lors de conditions transitoires de manoeuvre.



IEC 1129/97

Figure 11 – YNynd transformer – zero-sequence representation

The magnetizing impedance Z_m which is also indicated in figure 11, is usually neglected in calculations for this winding combination. It is accepted that the zero-sequence impedances of the diagram differ somewhat from values measured with positive sequence current. The difference depends on the arrangement of the windings with respect to each other and usually stays within 10 % to 15 %.

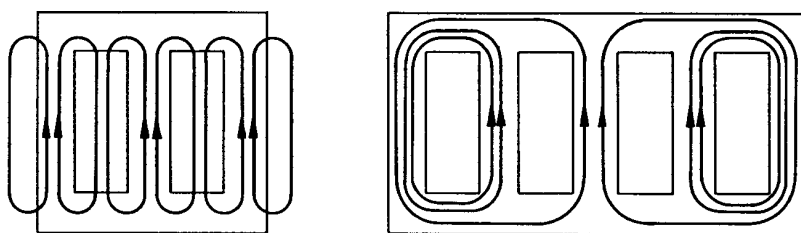
4.4 Magnetizing impedance under asymmetrical conditions – zero-sequence voltage and magnetic circuit geometry

For several reasons, the symmetry of three-phase voltages in transmission systems under normal service conditions is maintained quite well and does not in general cause any concern for the operation of the transformer.

During asymmetrical earth faults in the network, the system of phase-to-earth voltages contains a zero-sequence component. The degree of asymmetry depends on the method of system earthing. The system is characterized by an earth fault factor which is, briefly, the ratio between phase-to-earth a.c. voltage on an unfaulted phase during the fault and the symmetrical phase-to-earth voltage prior to the fault. This is of importance with regard to insulation coordination.

If the three-phase limbs of a transformer are subjected to a system of induced voltages which contains a zero-sequence component (i.e. has a non-zero sum), then the reaction depends on the magnetic circuit geometry and the connection of the windings.

In a three-limb core type transformer (see figure 12), the unequal flux contributions from the three limbs do not cancel in the yokes. The residual, zero-sequence flux instead completes its path outside the iron core. This represents high reluctance and a low magnetizing impedance for zero-sequence voltage. Quantitative information is given in 4.3. The phenomenon of considerable flux leaving the magnetic circuit and closing outside may also occur during switching transient conditions.



IEC 1130/97

Figure 12 – Magnétisation homopolaire des noyaux à trois et à cinq colonnes

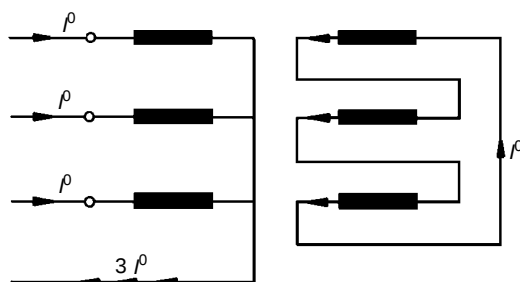
Dans un transformateur à circuit magnétique à cinq colonnes (voir figure 12), les colonnes externes non bobinées présentent des chemins magnétiques de retour de faible réluctance, dans lesquelles le flux homopolaire peut circuler. L'impédance de magnétisation correspondante est élevée comme pour un flux de composante directe normale. La même chose s'applique aux transformateurs triphasés de type cuirassé et, bien sûr, à un banc de trois unités monophasées séparées.

Cependant, la tension et le courant homopolaires appliqués sont aussi influencés par le couplage triphasé de l'enroulement; voir les paragraphes suivants.

4.5 Comportement homopolaire et enroulements à couplage triangle

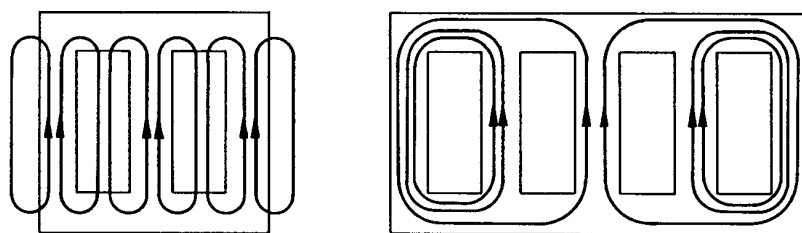
La tension entre phases traversant un enroulement en triangle conduit automatiquement à une somme égale à zéro en raison du couplage en triangle fermé. Sinon, un enroulement en triangle représente un court-circuit pour la composante homopolaire.

Le courant homopolaire ne peut pas s'échanger entre les trois bornes d'un enroulement en triangle et un réseau externe. Mais un courant de court-circuit de circulation peut être induit d'un autre enroulement à couplage YN (voir figure 13). L'impédance homopolaire du transformateur, vue de l'autre enroulement, a la nature d'une impédance de court-circuit entre un autre enroulement et l'enroulement en triangle. Pour des informations quantitatives, voir 4.3.



IEC 1131/97

Figure 13 – Courant de court-circuit homopolaire induit dans un enroulement à couplage triangle



IEC 1130/97

Figure 12 – Zero-sequence magnetization of three-limb and five-limb cores

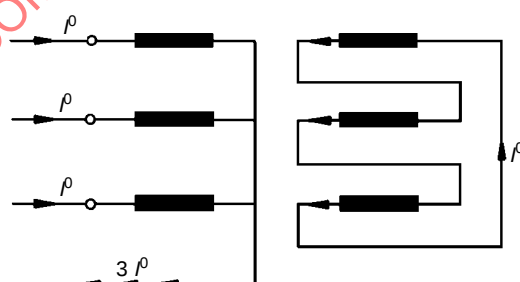
In a five-limb core type transformer (see figure 12), the unwound outer limbs present a low-reluctance return path, where zero-sequence flux may pass. The corresponding magnetizing impedance is high, as for normal positive-sequence flux. The same applies for shell-form three-phase transformers, and, of course, for a bank of three separate single-phase units.

However, applied zero-sequence voltage and current is also influenced by the winding three-phase connection; see the following clauses.

4.5 Zero-sequence and delta windings

The phase-to-phase voltages across a delta-connected winding automatically sum up to zero because of the closed triangle connection. Alternatively, a delta winding can be looked on as a short circuit with regard to zero-sequence voltages.

Zero-sequence current cannot be exchanged between the three terminals of the delta winding and an external system. But a circulating short-circuit current may be induced from another (YN-connected) winding (see figure 13). The zero-sequence impedance of the transformer, seen from the other winding, has the character of a short-circuit impedance between the other winding and the delta winding. For quantitative information, see 4.3.



IEC 1131/97

Figure 13 – Zero-sequence short-circuit current induced in a delta winding

4.6 Comportement homopolaire et enroulements à couplage en zigzag

Dans un enroulement à couplage en zigzag (voir figure 14) chaque colonne du transformateur comporte des morceaux d'enroulements de deux phases ayant des sens d'enroulement opposés. Le nombre d'ampères-tours d'une composante de courant homopolaire est annulé sur chaque noyau sans qu'il en résulte de magnétisation. Le courant est seulement contrôlé par une faible impédance de court-circuit associée à un flux de fuite entre les morceaux d'enroulements sur la colonne (voir aussi 4.7.3).

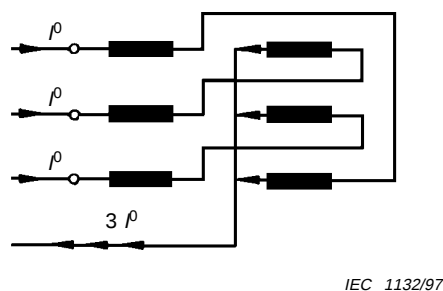


Figure 14 – Enroulement à couplage en zigzag équilibré de façon inhérente pour le courant homopolaire

4.7 Propriétés des impédances homopolaire pour différents couplages de transformateur

Les paragraphes précédents ont décrit les caractéristiques homopolaire des circuits magnétiques et des enroulements individuels spécifiques des transformateurs. Ce paragraphe rassemble les caractéristiques homopolaire de tous les transformateurs ayant des combinaisons d'enroulements habituels.

Le tableau 1 indique les valeurs approximatives des impédances homopolaire pour des combinaisons à deux et trois enroulements quand l'un des enroulements est excité à partir d'un réseau. Ce tableau tel qu'il existe est valable pour des conceptions avec des enroulements concentriques, ici numérotées (1) – (2) – (3), (1) étant l'enroulement disposé le plus à l'extérieur. Les symboles d'enroulement dans la première colonne sont écrits dans le même ordre. Il n'est pas important de savoir quel est l'enroulement haute tension.

Les paragraphes suivants contiennent d'autres textes descriptifs.

Dans le tableau 1, le symbole YN indique que le neutre de l'enroulement est mis à la terre directement ou à travers une faible valeur d'impédance. Le symbole Y montre que le neutre n'est pas connecté à la terre.

Les valeurs exprimées en pourcentage quand elles sont données sont en correspondance avec la référence habituelle d'impédance U^2/S .

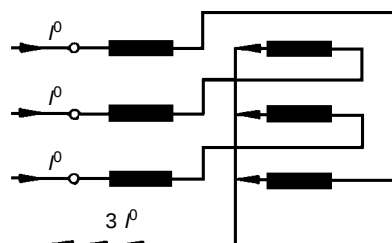
Quelques couplages sont marqués avec un astérisque (*). Dans ces cas, les courants homopolaire dans l'enroulement excité ne sont pas compensés par un courant dans aucun autre enroulement. L'impédance homopolaire est alors une impédance magnétisante de valeur relativement grande ou très grande, fonction du circuit magnétique.

Dans tous les autres cas, il y a des courants qui s'équilibrent entre les enroulements et l'impédance homopolaire est égale à, ou très proche de, l'impédance de court-circuit entre les enroulements considérés.

Le tableau indique seulement la contribution du transformateur seul. Les impédances des réseaux associés sont considérées comme négligeables.

4.6 Zero-sequence and zigzag windings

In a zigzag connected winding (see figure 14), each limb of the transformer carries part windings from two phases which have opposite winding directions. The number of ampere-turns of a zero-sequence current component cancel out on each limb, with no resulting magnetization. The current meets only a low short-circuit impedance associated with the leakage flux between the part windings on the limb (see also 4.7.3).



IEC 1132/97

Figure 14 – A zigzag connected winding inherently balanced for zero-sequence current

4.7 Zero-sequence impedance properties of different transformer connections

Previous subclauses have described zero-sequence characteristics of specific magnetic circuits and of specific individual windings in transformers. This subclause summarizes the zero-sequence characteristics of whole transformers having usual winding combinations.

Table 1 indicates approximate zero-sequence impedance values for two and three-winding combinations when either of the windings is excited from a system. This table as it stands is valid for designs with concentric windings, here numbered (1) – (2) – (3) with (1) as the outermost winding. The winding symbols in the first column are written in the same order. It is unimportant which one is the high-voltage winding.

The following subclauses provide further descriptive text.

In table 1, the symbol YN indicates that the winding neutral is earthed directly or via a low impedance. Symbol Y indicates that the neutral is not connected to earth.

Percentage figures, when given, are in relation to the usual reference impedance U^2/S .

Some connections are marked with an asterisk (*). In these cases, the zero-sequence current in the excited winding is not balanced by current in any other winding. The zero-sequence impedance is then a magnetizing impedance of relatively high or very high value, depending on the magnetic circuit.

In all other cases, there is current balance between the windings, and the zero-sequence impedance is equal to, or at least close to, the ordinary short-circuit impedance between the windings involved.

The table only indicates the contribution of the transformer itself. Impedances of associated systems are regarded as negligible.

Cela signifie que dans la représentation des diagrammes homopolaires, un enroulement secondaire YN est considéré comme ayant toutes ses trois phases court-circuitées à la terre.

Tableau 1 – Impédances homopolaires, valeurs typiques

Symbole d'enroulement			Impédance %						Paragraphes
			Enroulement excité, circuit magnétique à 3 colonnes			Enroulement excité, circuit magnétique à 5 colonnes ou circuit magnétique cuirassé			
(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	
YN	Y	*	≈ 50	–		≈ 10 ⁴	–		4.3, 4.4
Y	YN	*	–	≈ 60		–	≈ 10 ⁴		4.3, 4.4
YN	YN		a ₁ z ₁₂	a ₂ z ₁₂		z ₁₂	z ₁₂		4.7.1
YN	D		a ₁ z ₁₂	–		z ₁₂	–		4.7.2
D	YN		–	a ₂ z ₁₂		–			4.7.2
YN	Y	Y*	≈ 50	–	–	≈ 10 ⁴	–	–	4.3, 4.4
Y	YN	Y*	–	≈ 60	–	–	≈ 10 ⁴	–	4.3, 4.4
Y	Y	YN*	–	–	≈ 70	–	–	≈ 10 ⁴	4.3, 4.4
YN	YN	Y	a ₁ z ₁₂	a ₂ z ₁₂	–	z ₁₂	z ₁₂	–	4.7.1
YN	Y	YN		–	a ₃ z ₁₃	z ₁₃	–	z ₁₃	4.7.1
Y	YN	YN	–		a ₃ z ₂₃	–	z ₂₃	z ₂₃	4.7.1
YN	YN	D	a ₁ (z ₁ +z ₂ z ₃)	a ₂ (z ₂ +z ₁ z ₃)	–	z ₁ +z ₂ z ₃	z ₂ +z ₁ z ₃	–	4.7.2
YN	D	D	a ₁ (z ₁ +z ₂ z ₃)	–	–	z ₁ +z ₂ z ₃	–	–	4.7.2
YN	Y	D		–	–	z ₁₃	–	–	4.7.2
D	YN	YN	–	a ₂ (z ₂ +z ₁ z ₃)	a ₃ (z ₃ +z ₁ z ₂)	–	z ₂ +z ₁ z ₃	z ₃ +z ₁ z ₂	4.7.2
D	YN	Y	–	a ₂ z ₁₂	–	–	z ₁₂	–	4.7.2
D	Y	YN	–	–	a ₃ z ₁₃	–	–	z ₁₃	4.7.2
D	YN	D	–	a ₂ (z ₂ +z ₁ z ₃)	–	–	z ₂ +z ₁ z ₃	–	4.7.2

NOTES

1 Z_{12} , Z_{13} et Z_{23} sont les impédances directes de court-circuit.

2 $Z_1 = \frac{Z_{12} + Z_{13} - Z_{23}}{2}$, de même pour Z_2 et Z_3

3 $Z_1 \parallel Z_2 = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + Z_2}$ de même pour $Z_1 \parallel Z_3$ et $Z_2 \parallel Z_3$

4 a_1 , a_2 et a_3 sont des facteurs multiplicatifs généralement tels que $0,8 < a_1 < a_2 < a_3 < 1$

5 Les aspects particuliers des propriétés des impédances homopolaires sont données en 4.7.1, 4.7.2 et 4.7.3.

6 Les couplages avec un astérisque (*) indiquent les cas où l'impédance homopolaire est une impédance magnétisante d'une valeur relative grande ou très grande, en fonction de la nature du circuit magnétique.

This means that, in the zero-sequence diagram representation, a YN output winding is regarded as having all three phases short-circuited to earth.

Table 1 – Zero-sequence impedances, typical values

Winding symbol			Impedance %						Subclauses
			Excited winding, 3-limb core			Excited winding, 5-limb core (or shell)			
(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	
YN	Y	*	≈ 50	—		≈ 10 ⁴	—		4.3, 4.4
Y	YN	*	—	≈ 60		—	≈ 10 ⁴		4.3, 4.4
YN	YN		a ₁ Z ₁₂	a ₂ Z ₁₂		Z ₁₂	Z ₁₂		4.7.1
YN	D		a ₁ Z ₁₂	—		Z ₁₂	—		4.7.2
D	YN		—	a ₂ Z ₁₂		—			4.7.2
YN	Y	Y*	≈ 50	—	—	≈ 10 ⁴	—	—	4.3, 4.4
Y	YN	Y*	—	≈ 60	—	—	≈ 10 ⁴	—	4.3, 4.4
Y	Y	YN*	—	—	≈ 70	—	—	≈ 10 ⁴	4.3, 4.4
YN	YN	Y	a ₁ Z ₁₂	a ₂ Z ₁₂	—	Z ₁₂	Z ₁₂	—	4.7.1
YN	Y	YN		—	a ₃ Z ₁₃	Z ₁₃	—	Z ₁₃	4.7.1
Y	YN	YN	—		a ₃ Z ₂₃	—	Z ₂₃	Z ₂₃	4.7.1
YN	YN	D	a ₁ (z ₁ + z ₂ z ₃)	a ₂ (z ₂ + z ₁ z ₃)	—	z ₁ + z ₂ z ₃	z ₂ + z ₁ z ₃	—	4.7.2
YN	D	D	a ₁ (z ₁ + z ₂ z ₃)	—	—	z ₁ + z ₂ z ₃	—	—	4.7.2
YN	Y	D		—	—	Z ₁₃	—	—	4.7.2
D	YN	YN	—	a ₂ (z ₂ + z ₁ z ₃)	a ₃ (z ₃ + z ₁ z ₂)	—	z ₂ + z ₁ z ₃	z ₃ + z ₁ z ₂	4.7.2
D	YN	Y	—	a ₂ Z ₁₂	—	—	Z ₁₂	—	4.7.2
D	Y	YN		—	a ₃ Z ₁₃	—	—	Z ₁₃	4.7.2
D	YN	D	—	a ₂ (z ₂ + z ₁ z ₃)	—	—	z ₂ + z ₁ z ₃	—	4.7.2

NOTES

1 z_{12} , z_{13} and z_{23} are short-circuit positive-sequence impedances.

2 $z_1 = \frac{z_{12} + z_{13} - z_{23}}{2}$, similarly z_2 and z_3

3 $z_1 \parallel z_2 = \frac{z_1 z_2}{z_1 + z_2}$ similarly $z_1 \parallel z_3$ and $z_2 \parallel z_3$

4 a_1 , a_2 and a_3 are multiplying factors generally in the range $0,8 < a_1 < a_2 < a_3 < 1$

5 Particular aspects of zero-sequence impedance properties are given in 4.7.1, 4.7.2 and 4.7.3.

6 Connections marked with an asterisk (*) indicate cases where the zero-sequence impedance is a magnetizing impedance of relatively high or very high value, depending on the nature of the magnetic circuit.

4.7.1 YNyn ou YNauto sans enroulement à couplage triangle

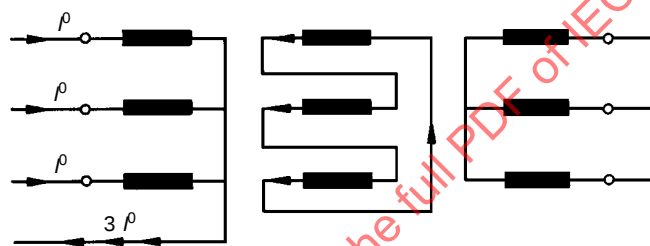
Le transformateur reçoit et transmet le courant homopolaire entre les deux réseaux, sous réserve que les neutres soient mis à la terre. Il présente alors une impédance de court-circuit normale pour le courant.

Si le neutre de l'autotransformateur n'est pas mis à la terre, le transfert du courant homopolaire est encore possible, mais avec une impédance différente.

Si aucun transfert du courant homopolaire provenant d'un réseau dans un réseau opposé n'est possible, le transformateur présentera alors une impédance magnétisante pour le courant. Celle-ci est très élevée dans les transformateurs à circuit magnétique à cinq colonnes, dans les transformateurs de type cuirassé et dans un banc de trois transformateurs monophasés.

4.7.2 YNd ou Dyn ou YNynd ou YNyn + d (enroulement de stabilisation)

Le transformateur présente une faible impédance (ou un caractère d'impédance de court-circuit) pour le courant homopolaire venant d'un réseau effectivement mis à la terre et pénétrant dans un enroulement à couplage étoile yn. La circulation du courant le long de l'enroulement à couplage triangle permet la compensation des ampères-tours (voir figure 15).



IEC 1133/97

Figure 15 – Fonction d'un enroulement de stabilisation

C'est pour cette raison qu'un enroulement de stabilisation supplémentaire à couplage triangle dans un transformateur Yy (ou un banc de trois transformateurs monophasés) sert à réduire l'impédance homopolaire du système connecté et donc son facteur de défaut à la terre (voir 4.4). Une conséquence éventuelle est l'augmentation du courant de défaut à la terre prévisible.

Il est important d'assurer la tenue au court-circuit d'un enroulement tertiaire couplé en triangle ou d'un enroulement de stabilisation pour un courant homopolaire induit maximal pendant un défaut à la terre dans l'un ou l'autre des réseaux connectés. Une autre solution peut être de connecter des bobines d'inductance intégrées limitant le courant à l'intérieur du triangle pour diminuer le courant de défaut induit à une valeur acceptable.

4.7.3 Yzn ou ZNy

Le transformateur présente une faible impédance (caractéristique de celle d'une impédance de court-circuit) pour le courant homopolaire émanant du réseau du côté Z. Il y a un équilibre d'ampères-tours inhérent du courant homopolaire à l'intérieur de l'enroulement en zigzag (Z) lui-même.

4.7.1 YNyn or YNauto without delta winding

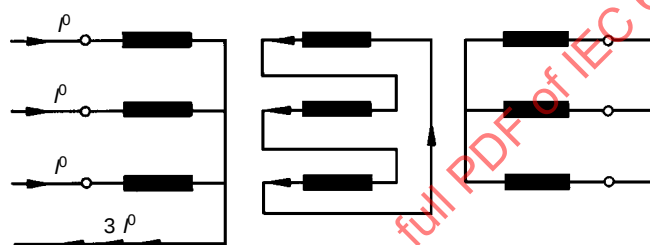
The transformer receives and transfers zero-sequence current between the two systems, provided that the neutrals are earthed. It then presents normal short-circuit impedance for the current.

If the neutral of an auto-connected transformer is not earthed, transfer of zero-sequence current is still possible but it meets a different impedance.

If no transfer of incoming zero-sequence current from a system to the opposing system is possible, then the transformer presents magnetizing impedance to the current. This magnetizing impedance is very high in five-limb core-form transformers, in shell-form transformers, and also in a bank of three single-phase transformers.

4.7.2 YNd or Dyn or YNyn + d (equalizer winding)

The transformer presents low impedance (of short-circuit impedance character) to zero-sequence current from an effectively earthed system into a yn-connected winding. A circulating current around the delta winding provides compensating ampere-turns (see figure 15).



IEC 1133/97

Figure 15 – The function of an equalizer winding

This is why an additional delta-connected equalizer winding in a Yy transformer (or bank of three single-phase transformers) serves to reduce the zero-sequence impedance of the connected system and thereby its earth fault factor (see 4.4). A consequence is that the prospective earth fault current increases.

It is important to ensure that the short-circuit withstand strength of a tertiary delta winding or an equalizer winding is sufficient for the maximum induced zero-sequence current during an earth fault in either of the connected systems. Alternatively, built-in current-limiting reactors may be connected inside the delta in order to bring down the induced fault current to a tolerable value.

4.7.3 Yzn or ZNy

The transformer presents low impedance (of short-circuit impedance character) to zero-sequence current from the Z side system. There is inherent ampere-turn balance for the zero-sequence current within the Z-winding itself.

C'est la raison pour laquelle un transformateur doté d'un enroulement à couplage ZN est utilisé pour fournir un point neutre pour la connexion d'une impédance de mise à la terre du neutre quand l'enroulement du transformateur principal raccordé au système est un enroulement à couplage triangle. On fait référence au transformateur couplé en zigzag sous le nom de «transformateur de mise à la terre» ou de «bobine d'inductance triphasée de mise à la terre»; voir section 6 de la CEI 60289. La même fonction peut être obtenue avec une combinaison d'enroulements YNd sur un transformateur de mise à la terre.

Si le côté étoile a son neutre relié à la terre (YNzn), le transformateur présente une impédance magnétisante en homopolaire à partir de ce côté, qui est environ la même que pour YNyn ci-dessus. L'enroulement en zigzag qui est équilibré de façon inhérente pour le courant homopolaire ne peut fournir des ampères-tours de compensation pour le courant homopolaire dans l'enroulement étoile opposé.

4.8 Application d'une charge homopolaire continue (courant de neutre)

Une charge monophasée sur un transformateur triphasé peut être placée soit entre phases soit entre phase et neutre.

Dans le premier cas, le système des courants sur les côtés primaire et secondaire contient des composantes directe et inverse, mais pas d'homopolaire. La distribution des courants de phase sur le côté primaire du transformateur dépend de la connexion triphasée. Il n'est pas possible de convertir une charge monophasée en une charge triphasée symétrique sur le côté primaire par une connexion spéciale du transformateur. La charge permise se rapporte au courant assigné des enroulements respectifs.

Si la charge est tirée entre phase et neutre du transformateur, il peut exister d'autres restrictions que celles données par le courant assigné de l'enroulement. Le paragraphe 8.1 de la CEI 60076-1 prescrit que la borne neutre doit être toujours dimensionnée pour le courant de défaut à la terre et pour un courant de charge en régime permanent traversant le neutre quand cela est spécifié (c'est une condition normale pour les transformateurs de distribution). Il est prescrit dans l'annexe A de la CEI 60076-1 qu'une enquête doit comprendre les informations relatives à

- la méthode préconisée de mise à la terre pour les réseaux sur lesquels les enroulements du transformateur seront connectés, notamment quand un enroulement de stabilisation est spécifié;
- toute charge non équilibrée prévue.

Dans le même ordre d'idée que ce qui a été décrit dans les paragraphes précédents, un neutre d'enroulement secondaire peut en général être chargé en régime permanent comme indiqué ci-dessous, en fonction des couplages des enroulements, de la conception du circuit magnétique et de la mise à la terre du réseau:

- un neutre de transformateur à couplage Dyn peut être chargé avec le courant assigné de l'enroulement;
- un transformateur à couplage YNyn dont les deux neutres sont mis à la terre peut être chargé avec un courant assigné par l'intermédiaire de ses neutres, sous réserve que la mise à la terre du réseau le permette (par rapport au déséquilibre de tension);
- le neutre d'un enroulement à couplage en zigzag (Z) peut être chargé avec le courant assigné;
- un transformateur à couplage Yyn + d (transformateur fourni avec un enroulement de stabilisation) peut avoir sa borne neutre secondaire chargée avec un courant d'une valeur maximale équivalente au courant assigné, sous réserve que l'enroulement à couplage triangle ait une puissance assignée au moins égale au tiers de la puissance assignée de l'enroulement secondaire. (Le courant de circulation par phase de l'enroulement tertiaire équilibre le courant homopolaire dans l'enroulement secondaire qui représente par définition un tiers du courant dans le neutre);

This is why a transformer with a ZN-connected winding is used to provide a neutral point for connection of a neutral earthing impedance to a system when the winding of the main transformer is a delta winding. The Z-connected transformer is referred to as an earthing transformer or neutral coupler; see section 6 of IEC 60289. The same function can be achieved with a winding combination YNd on the earthing transformer.

If the Y side has its neutral connected to earth (YNzn), the transformer presents magnetizing impedance to zero-sequence from that side, about the same as YNyn above. The Z-winding, which is inherently balanced for zero-sequence, cannot provide compensating ampere-turns for zero-sequence current in the opposing Y-winding.

4.8 Continuous zero-sequence loading (neutral point current)

A single-phase load on a three-phase transformer may be placed either between phases or between phase and neutral.

In the first case, the system of currents on the primary and secondary sides contain positive and negative sequence components, but not zero-sequence. The distribution of phase currents on the primary side of the transformer depends on the three-phase connection. It is not possible to convert a single-phase load to a symmetrical three-phase load on the primary side by a particular transformer connection. The allowable loading is referred to rated current of the respective windings.

If the load is drawn between phase and neutral of the transformer, there may be other restrictions than those given by the rated current of the winding. Subclause 8.1 of IEC 60076-1 requires that the neutral terminal shall always be dimensioned for the recognised earth fault current and for continuous load current through the neutral when specified (this is a normal condition for distribution transformers). It is required in annex A of IEC 60076-1 that an enquiry shall contain information on:

- the intended method of operation of the system to which the transformer windings will be connected, particularly when an equalizer winding is specified;
- any anticipated unbalanced loading.

In line with what has been described in the previous subclauses, a secondary winding neutral may in general be continuously loaded as follows, depending on winding connections, magnetic circuit design, and system earthing:

- a Dyn transformer neutral may be loaded with rated current of the winding;
- a YNyn transformer with both neutrals earthed may be loaded with rated current through its neutrals, provided that the system earthing permits this (with regard to voltage asymmetry);
- a Z-connected winding neutral may be loaded with rated current;
- a Yyn + d transformer (a transformer provided with an equalizer winding) may have its secondary neutral terminal loaded with current up to the rated current, provided that the delta-connected winding has a power rating equal to at least one-third of the power rating of the secondary winding. (The circulating current per phase of the tertiary winding balances the zero-sequence current in the secondary winding, which is, by definition, one-third of the current in the neutral);

- dans un transformateur à couplage Yynd possédant un tertiaire disposant d'une capacité de charge, ce tertiaire fonctionnera de la même manière qu'un enroulement de stabilisation (voir alinéa précédent). Tout courant de circulation dans l'enroulement triangle se mélangera avec le courant de charge extérieur de cet enroulement. (Le courant total peut être mesuré s'il y a des transformateurs de courant à l'intérieur de la connexion triangle du transformateur);
- un transformateur à couplage Yyn sans enroulement supplémentaire à couplage triangle n'offre pas un équilibre défini des tensions simples. (Ce cas implique que le neutre primaire n'est pas mis à la terre.)
- un transformateur de distribution formé d'un circuit magnétique à trois colonnes à couplage Yyn n'est pas en général adapté à l'application d'une charge entre phase et neutre. Le déséquilibre de tension peut ne pas être acceptable, si le neutre transporte plus d'environ 10 % du courant assigné de l'enroulement. Des couplages mixtes Dyn ou Yzn sont préférables pour les transformateurs de distribution alimentant les réseaux de distribution à quatre fils;
- un transformateur de taille et de tension moyennes avec ce couplage peut transporter environ 25 % du courant assigné pendant une période de 2 h vers une bobine d'inductance d'extinction d'arc en plus de la pleine charge équilibrée, sans risque thermique. Il convient cependant que de telles exigences soient spécifiquement confirmées.

4.9 *Réductance et impédance magnétisante d'un circuit magnétique, saturation en régime permanent sous une tension à fréquence industrielle anormalement élevée*

Un schéma unifilaire équivalent d'un transformateur de puissance contient un élément en dérivation représentant le courant d'excitation du circuit magnétique. En fonctionnement normal, ce courant est très faible et négligeable par exemple en conjonction avec les calculs de chute de tension, ce qui justifie le circuit équivalent (voir article 7). En d'autres termes, l'inductance magnétisante est très élevée. En termes de caractéristiques de magnétisation, la réductance que le flux magnétique rencontre est très faible, c'est-à-dire que le trajet du flux principal est facilement magnétisé.

Si une tension à fréquence industrielle appliquée sur les enroulements de n'importe quelle colonne du transformateur est anormalement élevée, le matériau constitutif du noyau devient saturé pendant une partie de chaque demi-cycle. Dans les conditions de saturation, la réductance magnétique augmente considérablement. Un courant de crête magnétisant sévèrement augmenté est absorbé à partir de la source d'énergie.

Pendant les phénomènes de saturation du noyau, l'induction est aussi considérable en dehors du noyau, entre le noyau et l'enroulement. Cela peut donner lieu à l'induction de courants de Foucault élevés dans les parties métalliques extérieures aux enroulements, ce qui a pour conséquence un échauffement local et des décharges sur des contacts non intentionnels.

Un phénomène pouvant donner lieu à une saturation locale dans le transformateur est le flux de fuite magnétique excessif se produisant pendant le passage d'un fort courant de surcharge. Le flux de fuite circule entre les enroulements, et une partie de ce flux se referme par le circuit magnétique. En outre, il est probable que dans ces conditions la tension de service soit également anormale. Le résultat combiné peut aboutir à des phénomènes de saturation imprévus dans certaines parties du circuit magnétique.

4.10 *Saturation transitoire, courant d'enclenchement*

Quand un transformateur est soudainement enclenché sous la pleine tension du réseau, un phénomène de saturation aléatoire peut se produire. On l'appelle habituellement «courant d'enclenchement» (voir figure 16).

En régime permanent, l'intégrale volt-temps du demi-cycle entier de tension unidirectionnelle entre deux passages par zéro, appliquée à travers une phase de l'enroulement, correspond au flux oscillant de la pleine induction dans une direction à la pleine induction dans l'autre direction.

- in a Yynd transformer which has a loadable tertiary, this tertiary will function in the same way as an equalizer winding (see previous indent). Any circulating current in the delta winding will combine with the external load current of that winding. (The total current may be measured if there are current transformers inside the delta connection in the transformer);
- a Yyn transformer without any additional delta-connected winding does not provide well-defined symmetry of the phase voltages. (This case presupposes that the primary neutral is not earthed.)
- a three-limb, core-form distribution transformer having a Yyn connection is not in general suitable for loading between phase and neutral. The voltage asymmetry will be objectionable if the neutral carries more than about 10 % of the rated current of the winding. Therefore, mixed connections, Dyn or Yzn, are preferred for distribution transformers feeding four-wire distribution systems;
- a medium-size, medium voltage transformer with this connection may carry about 25 % of the rated current for a duration of 2 h to an arc-suppression coil, in addition to full symmetrical load, without thermal risk. Such requirements should, however, be specifically confirmed.

4.9 *Magnetic circuit reluctance and magnetizing impedance, steady-state saturation under abnormally high power frequency voltage*

An equivalent single-line diagram of the power transformer contains a shunt element, representing the excitation current of the magnetic circuit. In normal service, this current is very small and negligible, e.g. in conjunction with voltage drop calculations, which justifies the pattern of the equivalent circuit (see clause 7). In other words, the magnetizing inductance is very high. In terms of magnetization characteristics, the reluctance which the magnetic flux encounters is very low, i.e. the path of the main flux is easily magnetized.

If a power frequency voltage applied across the windings of any limb of the transformer is abnormally high, the core material gets saturated during part of each half-cycle. During the saturated condition, the magnetic reluctance increases considerably. A peaked, drastically increased magnetizing current is drawn from the power source.

During phenomena with saturation of the core, there is also a considerable flux outside the core-steel, between the core and the winding. This may induce high eddy currents in metallic parts outside the windings, resulting in local heating and discharges across unintentional contacts.

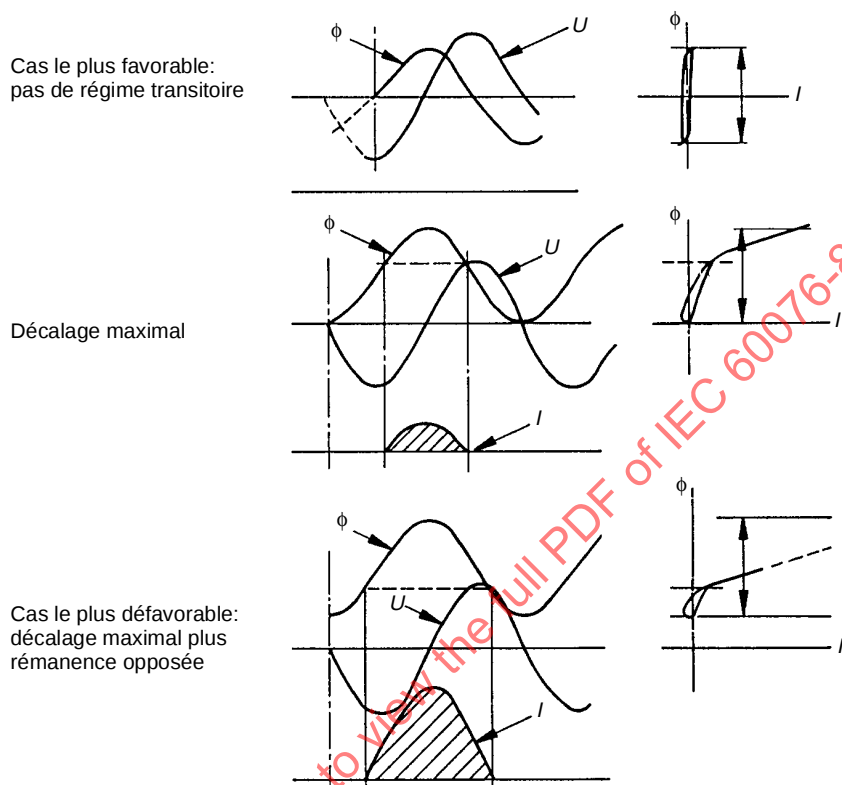
A phenomenon which may give rise to local saturation in a transformer is the excessive magnetic leakage flux occurring during the flow of heavy overload current. The leakage flux passes between the windings and part of it has a return path through the magnetic circuit. In addition, it is likely that, under these conditions, the service voltage is also abnormal. The combined result may be unforeseen saturation conditions in certain parts of the core.

4.10 *Transient saturation, inrush current*

When a transformer is suddenly energized with full system voltage, a random saturation phenomenon may occur, which is usually referred to as an inrush current (see figure 16).

In steady state, the volt-time integral of a full half-cycle of unidirectional voltage between two zero passages, applied across a phase of the winding, corresponds to the flux swing from full density in one direction to full density in the other direction.

Immédiatement après énergisation, cependant, une condition transitoire de perturbation se produit. Selon la direction de la rémanence existant dans le circuit magnétique et le point de l'onde auquel la tension est appliquée, l'induction transitoire peut atteindre la limite de saturation de l'acier constitutif du noyau et peut s'élever au-dessus avant que la tension appliquée ne change de signe. L'amplitude du courant magnétisant transitoire peut atteindre toute valeur de crête jusqu'à une valeur maximale qui peut être plus élevée que le courant assigné et s'approcher du courant de court-circuit de défaut du transformateur.



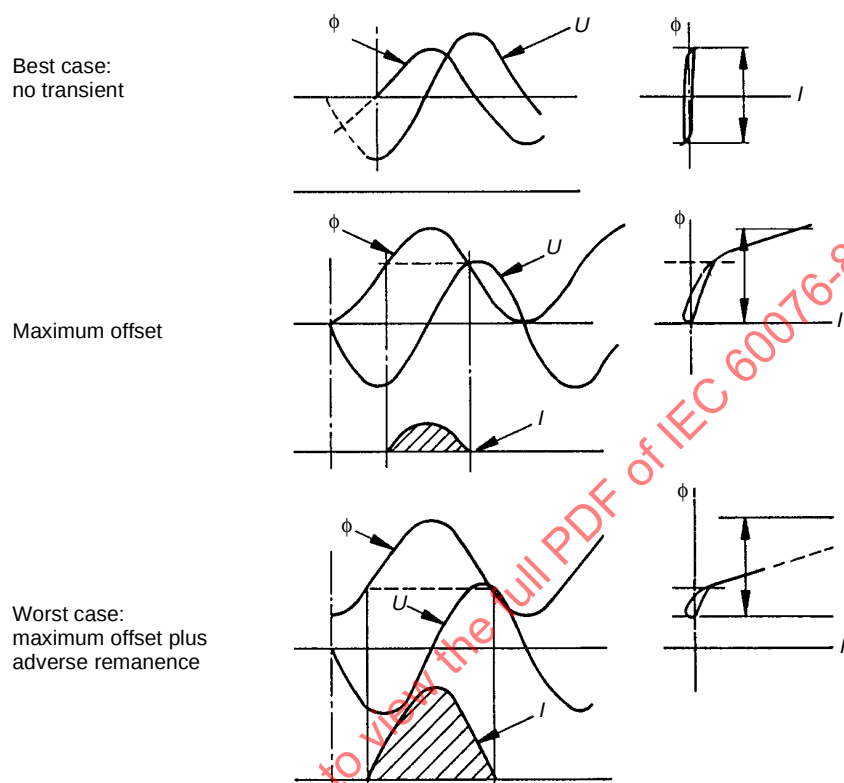
IEC 1134/97

Figure 16 – Transitoires d'enclenchement

A partir de la description du phénomène, il semble évident qu'il s'agit d'un phénomène aléatoire qui ne se produit complètement qu'une fois de temps en temps sur plusieurs enclenchements. Le courant d'enclenchement à partir des réseaux apparaît avec une amplitude différente selon les phases. Quand un enroulement à couplage triangle ou à couplage doté effectivement d'un neutre mis à la terre est mis sous tension, le phénomène est lié à la colonne individuelle tandis que, dans un enroulement à connexion étoile sans connexion de mise à la terre du neutre, une combinaison de deux enroulements de deux colonnes bobinées en série est impliquée initialement.

Quand un courant d'enclenchement élevé se produit, il est toujours décalé et il apparaît avec les grandes amplitudes d'une seule polarité. Le courant d'enclenchement comporte donc une composante en courant continu qui décroît en moins de 1 s. Le temps de décroissance est plus long pour les transformateurs possédant un matériau de noyau à faibles pertes et il tend à être supérieur pour les grands transformateurs. Cette composante en courant continu et le contenu harmonique de rang élevé du courant sont importants pour les relais des circuits de

Immediately upon energization, however, a disturbed transient condition occurs. Depending on the direction of the existing remanence in the magnetic circuit and the point-of-wave at which the voltage is applied, the transient flux density may reach the saturation limit of the core-steel and have to rise above that value, before the applied voltage changes sign. The transient magnetizing current amplitude may reach any peak value up to a maximum which may be higher than the rated current and approach the through-fault short-circuit current of the transformer.



IEC 1134/97

Figure 16 – Inrush transients

From the description of the phenomenon, it is evident that it is a random occurrence which develops in full only now and then in several energizations. The inrush current from the system appears with different magnitude in different phases. When a delta-connected winding or a star-connected winding with effectively earthed neutral is energized, the phenomenon is linked to the individual limb, while in a star winding without neutral current connection, a combination of two-limb windings in series is initially involved.

When high inrush current occurs, it is always offset and appears with high amplitudes of one polarity only. The inrush current therefore contains a d.c. component which decays in less than 1 s. The decay time is longer for transformers having low-loss core material and it tends to be longer for large transformers. This d.c. component and the high harmonic content of the current

protection. Ils peuvent aussi provoquer des effets de saturation dans un transformateur déjà mis sous tension avec lequel le transformateur enclenché est connecté en parallèle. Le phénomène s'accompagne d'un bruit sourd très fort et plusieurs secondes voire même plusieurs minutes peuvent s'écouler avant que le ronronnement du transformateur ne redevienne normal.

La valeur extrême prévisible du courant d'enclenchement, exprimée en multiple du courant assigné, dépend de la valeur de l'induction adoptée lors de la conception du transformateur. On rencontre donc des valeurs plus élevées avec les tôles magnétiques actuelles que par le passé. La configuration des enroulements est également importante par exemple si l'enroulement interne ou externe d'une paire concentrique d'enroulements est mis sous tension. Un enroulement externe aura une inductance dans l'air plus élevée et absorbera du réseau un appel de courant plus faible.

4.11 *Courant géomagnétique induit et courants parasites en provenance des réseaux à courant continu*

Un réseau à courant alternatif à haute tension qui est effectivement mis à la terre au travers de ses bobines de point neutre offre un circuit de basse résistance pour le courant continu ou pour le courant quasi continu circulant dans la croûte terrestre.

Des courants géomagnétiques induits existent principalement dans les zones tempérées de la terre avec des sols en gravier à forte valeur de résistivité. Ils apparaissent comme des pulsations variant lentement (plusieurs minutes) avec une amplitude de l'ordre de la dizaine d'ampères dans les neutres des transformateurs.

Les courants parasites sont des courants de retour à la terre des réseaux de traction à courant continu, des systèmes de protection cathodique, etc. Ils peuvent atteindre des amplitudes de quelques ampères dans le neutre.

Quand un transformateur est sujet à de tels courants continus dans le neutre, cela entraîne une magnétisation en courant continu du circuit magnétique. Le courant magnétisant devient fortement asymétrique à un degré qui compensera le courant continu imposé. Elle a aussi un contenu important d'harmoniques. Ces composantes en courant continu ont plusieurs conséquences.

- Le niveau de bruit du transformateur sera augmenté significativement.
- Les harmoniques de courant peuvent entraîner des défauts de protection et des déclenchements intempestifs.
- Les harmoniques peuvent même entraîner de considérables échauffements dus au flux de fuite.

La sévérité du phénomène dépend de la capacité du courant continu à magnétiser le circuit magnétique et de la conception du circuit magnétique.

5 Calcul des courants de court-circuit pour les transformateurs triphasés à trois enroulements (transformateurs à enroulements séparés et autotransformateurs) dont les point neutres sont reliés à la terre

5.1 *Généralités*

Les calculs des courants de court-circuit dans les réseaux alternatifs triphasés sont décrits dans la CEI 60909, la CEI 60909-1 et la CEI 60909-2.

L'article 5 fournit les équations de calcul des courants traversant les différents enroulements et les différentes bornes du transformateur pendant les défauts de réseau de différents types.

Le couplage du transformateur est YNyn d ou YNauto d (ou YNyn + d ou YNauto + d si le troisième enroulement est un enroulement de stabilisation sans capacité de charge).

are of importance to relay protection circuits. It may also cause saturation effects in an already energized transformer with which the switched transformer is connected in parallel. The phenomenon is accompanied by a considerable thud sound, and it takes many seconds, or even minutes, before the humming of the transformer returns to normal.

The prospective extreme value of inrush current, expressed as a multiple of rated current, depends on the selected service flux density of the transformer design. Higher values are encountered with present-day core materials than in the past. The configuration of the windings is also important e.g. whether an inner or outer winding of a concentric pair is energized. An outer winding has higher air-core inductance and will draw lower inrush current from the system.

4.11 *Geomagnetically induced current and parasitic currents from d.c. systems*

A high-voltage a.c. system which is effectively earthed through its transformer neutrals provides a low-resistance path for d.c. or quasi-d.c. current flowing in the crust of the earth.

Geomagnetically induced currents are encountered mostly in temperate zones of the earth with high-resistivity gravel soil. They appear as slowly varying pulses (several minutes) with a magnitude of tens of amperes in transformer neutrals.

Parasitic currents are earth-return currents from d.c. traction systems, cathodic protection systems etc. They may reach a magnitude of a few amperes in the neutral.

When a transformer is subjected to such d.c. current in the neutral, this results in a d.c. magnetization bias of the magnetic circuit. The magnetization current becomes strongly asymmetrical to a degree which will compensate the impressed d.c. current. It also has a high harmonic content. These d.c. currents have several consequences.

- The transformer sound level will increase significantly.
- The current harmonics may cause relay malfunction and false tripping.
- The harmonics may even cause considerable stray flux overheating.

The severity of the phenomena is dependent on the ability of the d.c. current to magnetize the core and also on the core design.

5 Calculation of short-circuit currents in three-winding, three-phase transformers (separate winding transformers and auto-connected transformers) with earthed neutrals

5.1 *General*

Short-circuit current calculations in three-phase a.c. systems are described in IEC 60909, IEC 60909-1 and IEC 60909-2.

Clause 5 provides equations for the calculation of currents flowing through the different windings and terminals of the transformer during system faults of different types.

The connection of the transformer is YNyn d or YNauto d (or YNyn + d or YNauto + d if the third winding is a non-loadable stabilizing winding).

5.2 Notation des réseaux et des enroulements

Il est fait référence en chiffres romains aux trois enroulements et à leurs réseaux associés.

I représente un enroulement ou un réseau haute tension.

II représente un enroulement ou un réseau de tension intermédiaire.

III représente un enroulement tertiaire ou de stabilisation.

Les enroulements I et II sont à couplage étoile avec neutre mis à la terre.

Les lettres majuscules A, B et C font référence aux trois bornes de ligne de chaque enroulement.

Une phase d'enroulement dans un enroulement à couplage étoile est identifiée avec la même lettre que sa borne de ligne. Une phase d'enroulement dans un tertiaire à couplage triangle est identifiée par deux lettres, AB, BC et CA.

Les composantes symétriques de tension, de courant ou d'impédance sont identifiées par les indices +, –, 0 mis en exposant; par exemple:

Z_{SI}^+ impédance directe du réseau I;

U_{II}^0 tension homopolaire du réseau II.

L'opérateur complexe triphasé de déphasage est

$$\alpha = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

$$\alpha^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{4\pi}{3}}$$

5.3 Paramètres du transformateur

Puissance de référence pour les notations exprimées en pourcentage:

S_r (puissance assignée des enroulements principaux I et II).

Tensions de référence pour les enroulements:

U_I, U_{II}, U_{III} (tensions assignées des enroulements).

Courants de référence pour les enroulements:

I_I, I_{II}, I_{III} (courants assignés des enroulements).

En conséquence, les impédances de référence des enroulements sont

$$Z_{r(I)} = \frac{U_I^2}{S_r}; \quad Z_{r(II)} = \frac{U_{II}^2}{S_r}$$

L'indice entre parenthèses indique le réseau de tension à partir duquel l'impédance est vue.

5.2 Notations of systems and windings

The three windings and their associated systems are referred to with roman numerals.

- I is the high-voltage winding or system.
- II is the intermediate voltage winding or system.
- III is the tertiary or stabilizing winding.

Windings I and II are Y-connected with earthed neutrals.

The three line terminals of each winding are referred to with the capital letters A, B and C.

A phase winding in the Y-connected winding is identified with the same letter as its line terminal. A phase winding in the delta-connected tertiary is identified with two letters, AB, BC and CA.

Symmetrical components of voltage, current, or impedance are identified with indices +, –, 0 in superscript position, for example:

Z_{S1}^{+} the positive-sequence impedance of system I;

U_{II}^0 the zero-sequence voltage of system II.

The complex three-phase phase-shift operator is

$$\alpha = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

$$\alpha^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{4\pi}{3}}$$

5.3 Transformer parameters

Reference power for percentage notations:

S_r (the rated power of the main windings I and II).

Reference voltages for the windings:

U_I, U_{II}, U_{III} (the rated voltages of the windings).

Reference currents of the windings:

I_I, I_{II}, I_{III} (the rated currents of the windings).

The reference impedances of the windings, consequently:

$$Z_{r(I)} = \frac{U_I^2}{S_r}; \quad Z_{r(II)} = \frac{U_{II}^2}{S_r}$$

The index within the brackets indicates the voltage system to which the impedance is referred.

Définition des valeurs unitaires ou en pourcentage de l'impédance:

$$z_{I,II} = \frac{Z_{I,II(I)}}{Z_{r(I)}} = Z_{I,II(I)} \times \frac{S_r}{U_I^2} = \frac{Z_{I,II(II)}}{Z_{r(II)}} = Z_{I,II(II)} \times \frac{S_r}{U_{II}^2}$$

où

$Z_{I,II(I)}$ est l'impédance en ohms par phase entre les enroulements I et II faisant référence à la tension I;

$Z_{I,II(II)}$ est l'impédance en ohms par phase entre les enroulements I et II faisant référence à la tension II;

$z_{I,II}$ est l'impédance en valeurs unitaires (ou pourcentage) entre les enroulements I et II. Le terme dépend de la puissance assignée S_r et est indépendant du côté de la tension.

Tous les termes unitaires ou en pourcentage des tensions, courants ou impédances sont identifiés par des lettres minuscules ou bien des lettres majuscules.

La transformation du système à trois enroulements en un réseau étoilé équivalent et le calcul des impédances des branches, exprimés en valeurs unitaires, sont les suivants:

$$z_I = \frac{1}{2}(z_{I,II} + z_{I,III} - z_{II,III})$$

$$z_{II} = \frac{1}{2}(z_{II,III} + z_{I,II} - z_{I,III})$$

$$z_{III} = \frac{1}{2}(z_{I,III} + z_{II,III} - z_{I,II})$$

Les impédances des composantes symétriques sont les suivantes.

Les impédances directes sont par définition identiques aux impédances conventionnelles du transformateur pour le courant triphasé symétrique.

Les impédances inverses du transformateur sont égales aux impédances directes.

L'impédance homopolaire de court-circuit entre les deux enroulements principaux ne diffère normalement que légèrement de l'impédance classique. Cette différence est de l'ordre de 10 % à 20 % en plus ou en moins, en fonction de la position des enroulements. Si cependant une impédance homopolaire additionnelle est installée par adjonction interne d'une bobine d'inductance dans l'enroulement couplé en triangle, l'impédance homopolaire sera beaucoup plus grande.

5.4 Impédances de réseaux I et II

Les impédances des réseaux sont marquées de l'indice s de façon à les distinguer des impédances de court-circuit du transformateur. Ce sont des impédances de court-circuit, telles qu'elles sont vues à partir du transformateur.

Les impédances directes et inverses sont supposées être égales, mais les impédances homopolaire sont plus élevées:

$$Z_{SI}^+ = Z_{SI}^-$$

$$Z_{SI}^0 = kZ_{SI}^+$$

où $1 \leq k \leq 3$ (effectivement mis à la terre).

Definition of per unit or percentage values of impedance:

$$z_{I,II} = \frac{Z_{I,II(I)}}{Z_{r(I)}} = Z_{I,II(I)} \times \frac{S_r}{U_I^2} = \frac{Z_{I,II(II)}}{Z_{r(II)}} = Z_{I,II(II)} \times \frac{S_r}{U_{II}^2}$$

where

$Z_{I,II(I)}$ is the impedance in ohms per phase between windings I and II referred to voltage I;

$Z_{I,II(II)}$ is the impedance in ohms per phase between windings I and II referred to voltage II;

$z_{I,II}$ is the impedance in per unit (or percentage) between windings I and II. This expression depends on the power rating S_r and is independent of the voltage side.

All per unit or percentage expressions of voltages, currents or impedances are identified with lower-case letters instead of capitals.

The transformation of the three-winding system into a star equivalent network and the calculation of the branch impedances, expressed in per unit form are as follows:

$$z_I = \frac{1}{2}(z_{I,II} + z_{I,III} - z_{II,III})$$

$$z_{II} = \frac{1}{2}(z_{II,III} + z_{I,II} - z_{I,III})$$

$$z_{III} = \frac{1}{2}(z_{I,III} + z_{II,III} - z_{I,II})$$

Symmetrical component impedances are as follows.

The positive-sequence impedances are by definition identical to the conventional transformer impedances for symmetrical three-phase current.

The negative-sequence impedances of the transformer are equal to the positive-sequence impedance.

The zero-sequence short-circuit impedance between the two main windings normally differs marginally from the conventional impedance. The difference is of the order of 10 % to 20 % of the conventional impedance, up or down, depending on winding arrangements. If, however, additional zero-sequence impedance is installed by adding built-in reactors to the delta winding, the zero-sequence impedance will be much higher.

5.4 Impedances of systems I and II

The system impedances are denoted with index s in order to distinguish them from transformer short-circuit impedances. They are short-circuit impedances, as seen from the transformer.

Positive and negative-sequence impedances are assumed to be equal, but the zero-sequence impedances are higher:

$$Z_{sl}^+ = Z_{sl}^-$$

$$Z_{sl}^0 = kZ_{sl}^+$$

where $1 \leq k \leq 3$ (effectively earthed).

Des relations analogues s'appliquent au réseau II.

Les impédances des réseaux tertiaires n'interviennent pas dans les calculs indiqués ci-dessous.

Les neutres du transformateur des enroulements I et II ou le neutre commun en autotransformateur sont connectés à la terre de la station sans impédance additionnelle qui dans les cas contraires s'ajouterait à l'impédance homopolaire.

5.5 *Résumé des cas étudiés dans ce paragraphe*

Cas 1: Défaut à la terre monophasé sur le réseau II (figure 17a)

Cas 2: Défaut à la terre monophasé sur le réseau I (figure 18a)

Cas 3: Défaut à la terre biphasé sur le réseau II (figure 19a)

Cas 4: Défaut à la terre biphasé sur le réseau I (figure 20a)

Cas 5: Court-circuit triphasé sur les bornes II

Cas 6: Court-circuit triphasé sur les bornes I

Cas 7: Court-circuit triphasé sur l'enroulement III.

Pour les cas 1 à 4, des figures supplémentaires (17b à 20b) ont été incluses pour montrer la circulation des courants dans un schéma triphasé du transformateur avec les lignes associées des réseaux. Les figures montrent les connexions en autotransformateur mais les calculs sont aussi valables pour les transformateurs à enroulements séparés.

Ces figures supplémentaires (17b à 20b) indiquent également le schéma d'impédances monophasées équivalentes qui correspond au calcul du courant de court-circuit par la méthode des composantes symétriques. Le réseau d'impédances comporte trois blocs, pour les éléments d'impédance directe, inverse et homopolaire, respectivement.

IECNORM.COM : Click to view the full PDF of IEC 60076-8:1997

Analogous relations apply for system II.

Tertiary system impedance does not intervene in any of the calculations presented below.

The transformer neutrals of windings I and II, or the common auto-connection neutrals, are connected to station earth without any additional impedance which would otherwise make an addition to the zero-sequence impedance.

5.5 *Summary of cases studied in this subclause*

Case 1: Single-phase earth fault on system II (figure 17a)

Case 2: Single-phase earth fault on system I (figure 18a)

Case 3: Two-phase earth fault on system II (figure 19a)

Case 4: Two-phase earth fault on system I (figure 20a)

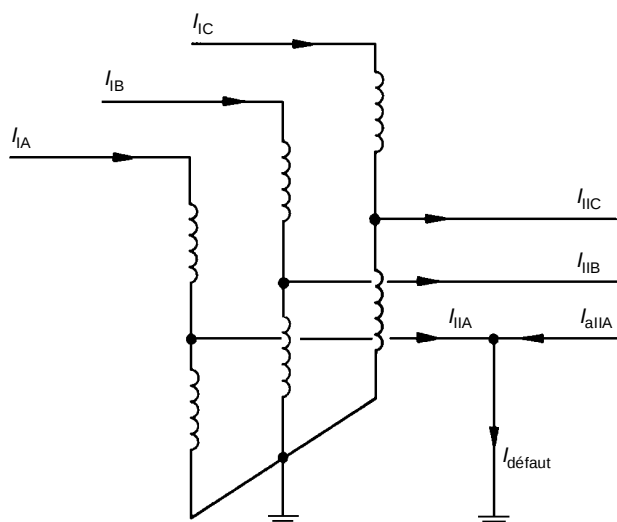
Case 5: Three-phase short circuit on terminal II

Case 6: Three-phase short circuit on terminal I

Case 7: Three-phase short circuit on winding III.

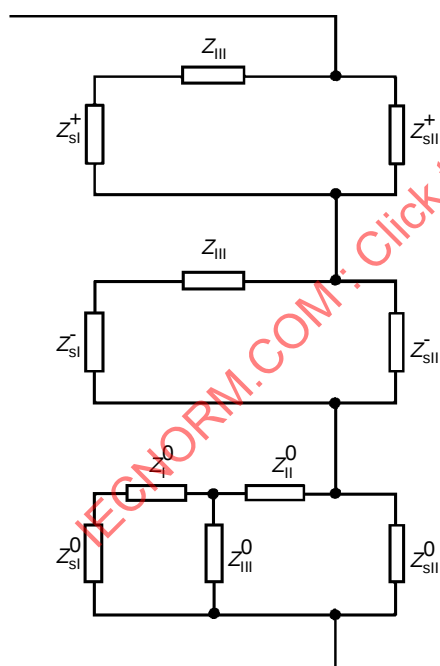
For cases 1 to 4, additional figures (17b to 20b) have been included to show the flow of currents in a three-phase diagram of the transformer with the associated system lines. The figures show auto-transformer connections but the calculation is also valid for separate winding connections.

These additional figures (17b to 20b) also indicate the equivalent single-line impedance network which corresponds to the calculation of short-circuit current by the symmetrical component method. This impedance network contains three blocks, for the positive, negative and zero-sequence impedance elements, respectively.



IEC 1135/97

Figure 17a – Cas 1: Défaut à la terre monophasé sur le réseau II



IEC 1136/97

$$Z^+ = \frac{(Z_{I,II} + Z_{sl}^+)Z_{sII}^+}{Z_{I,II} + Z_{sl}^+ + Z_{sII}^+}$$

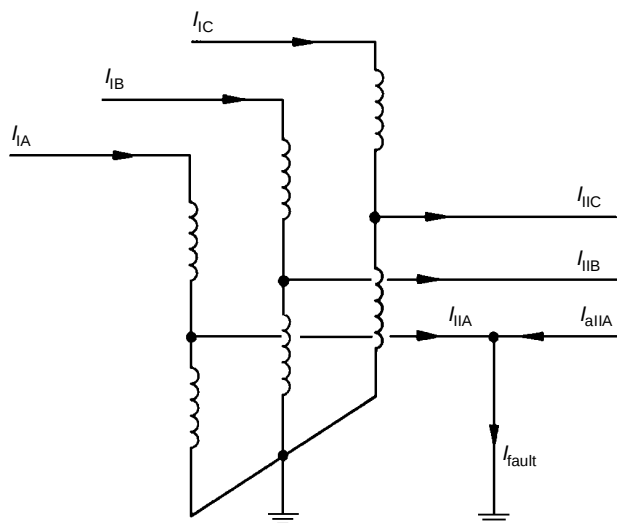
$$Z^- = \frac{(Z_{I,II} + Z_{sl}^-)Z_{sII}^-}{Z_{I,II} + Z_{sl}^- + Z_{sII}^-}$$

$$Z^0 = \frac{(Z_{II}^0 + Z')Z_{sII}^0}{Z_{II}^0 + Z' + Z_{sII}^0}$$

$$\text{avec } Z' = \frac{(Z_I^0 + Z_{sl}^0)Z_{III}^0}{Z_I^0 + Z_{sl}^0 + Z_{III}^0}$$

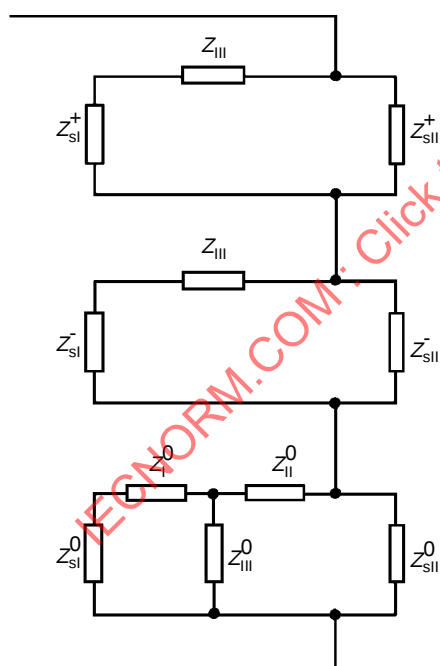
Figure 17b – Cas 1: Schéma du circuit triphasé et réseau des impédances des composantes symétriques

Figure 17 – Cas 1



IEC 1135/97

Figure 17a – Case 1: Single-phase earth fault on system II



IEC 1136/97

$$Z^+ = \frac{(Z_{I,II} + Z_{sl}^+)Z_{sII}^+}{Z_{I,II} + Z_{sl}^+ + Z_{sII}^+}$$

$$Z^- = \frac{(Z_{I,II} + Z_{sl}^-)Z_{sII}^-}{Z_{I,II} + Z_{sl}^- + Z_{sII}^-}$$

$$Z^0 = \frac{(Z_{II}^0 + Z')Z_{sII}^0}{Z_{II}^0 + Z' + Z_{sII}^0}$$

$$\text{with } Z' = \frac{(Z_I^0 + Z_{sl}^0)Z_{III}^0}{Z_I^0 + Z_{sl}^0 + Z_{III}^0}$$

Figure 17b – Case 1: Three-phase circuit diagram and symmetrical component impedance network

Figure 17 – Case 1

Toutes les impédances font référence au réseau II.

Dans ce cas, voir annexe A, cas 1:

$$I_{II}^+ = I_{II}^- = I_{II}^0 = I = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \frac{U_{II}}{Z} \quad (1)$$

$$\text{où } Z = Z^+ + Z^- + Z^0 = 2Z^+ + Z^0 \quad (\text{car } Z^+ = Z^-) \quad (2)$$

$$\text{Le courant dans le défaut est } 3I_{II}^0 = \frac{\sqrt{3} \times U_{II}}{Z} \quad (3)$$

Courants de branche

A partir de la phase A du réseau II (phase défectueuse):

$$I_{sIIA} = I_{sII}^+ + I_{sII}^- + I_{sII}^0 = 2I_{sII}^+ + I_{sII}^0 = 2 \frac{Z^+}{Z_{sII}^+} \times I + \frac{Z^0}{Z_{sII}^0} \times I \quad (4)$$

Enroulement II du transformateur, phase A:

$$I_{IIA} = 2(I^+ - I_{sII}^+) + I^0 - I_{sII}^0 = 3I - I_{sIIA} \quad (5)$$

Phase B (phase non défectueuse)

$$I_{IIB} = I_{sII}^+ - I_{sII}^0 \quad (6)$$

Courants des composantes dans l'enroulement I:

$$I_I^+ = I_I^- = \frac{U_{II}}{U_I} \times I_{II}^+ = \frac{U_{II}}{U_I} (I - I_{sII}^+) = \frac{U_{II}}{U_I} \times I \left(1 - \frac{Z^+}{Z_{sII}^+}\right) \quad (7)$$

$$I_I^0 = \frac{\frac{Z_{II}^0}{Z_I^0 + Z_{sI}^0 + Z_{III}^0}}{\frac{Z_{II}^0}{Z_I^0 + Z_{sI}^0 + Z_{III}^0}} \times \frac{U_{II}}{U_I} \times I_{II}^0 \quad (8)$$

$$\text{où } I_{II}^0 = (I - I_{sII}^0) = I \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{sII}^0}\right)$$

Enroulement I, phase A:

$$I_{IA} = 2I_I^+ + I_I^0 \quad (9)$$

Autre phase:

$$I_{IB} = I_I^0 - I_I^+ \quad (10)$$

All impedances are referred to system II.

For this case, see annex A, case 1:

$$I_{II}^+ = I_{II}^- = I_{II}^0 = I = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \frac{U_{II}}{Z} \quad (1)$$

$$\text{where } Z = Z^+ + Z^- + Z^0 = 2Z^+ + Z^0 \quad (\text{because } Z^+ = Z^-) \quad (2)$$

$$\text{The current in the fault is} \quad 3I_{II}^0 = \frac{\sqrt{3} \times U_{II}}{Z} \quad (3)$$

Branch currents

From phase A of the system II (faulted phase):

$$I_{sIIA} = I_{sII}^+ + I_{sII}^- + I_{sII}^0 = 2I_{sII}^+ + I_{sII}^0 = 2 \frac{Z^+}{Z_{sII}^+} \times I + \frac{Z^0}{Z_{sII}^0} \times I \quad (4)$$

Transformer winding II, phase A:

$$I_{IIA} = 2(I^+ - I_{sII}^+) + I^0 - I_{sII}^0 = 3I - I_{sIIA} \quad (5)$$

Phase B (unfaulted phase):

$$I_{IIB} = I_{sII}^+ - I_{sII}^0 \quad (6)$$

Component currents in winding I:

$$I_I^+ = I_I^- = \frac{U_{II}}{U_I} \times I_{II}^+ = \frac{U_{II}}{U_I} (I - I_{sII}^+) = \frac{U_{II}}{U_I} \times I \left(1 - \frac{Z^+}{Z_{sII}^+}\right) \quad (7)$$

$$I_I^0 = \frac{Z_{II}^0}{Z_I^0 + Z_{sI}^0 + Z_{II}^0} \times \frac{U_{II}}{U_I} \times I_{II}^0 \quad (8)$$

$$\text{where } I_{II}^0 = (I - I_{sII}^0) = I \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{sII}^0}\right)$$

Winding I, phase A:

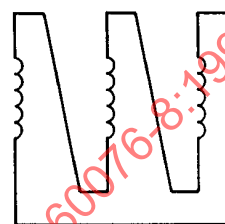
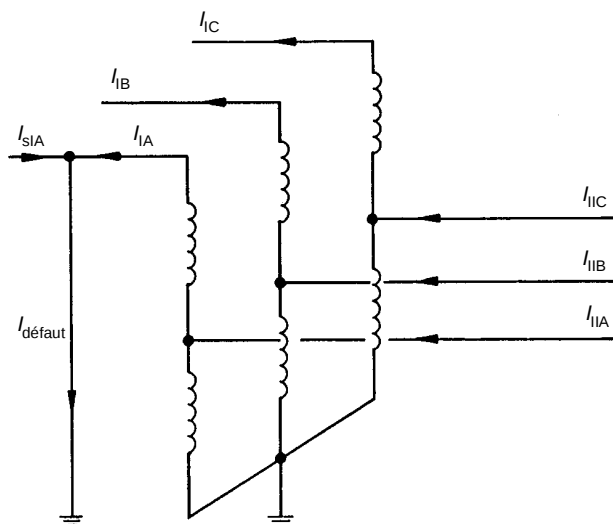
$$I_{IA} = 2I_I^+ + I_I^0 \quad (9)$$

Other phase:

$$I_{IB} = I_I^0 - I_I^+ \quad (10)$$

Courant circulant dans l'enroulement couplé en triangle:

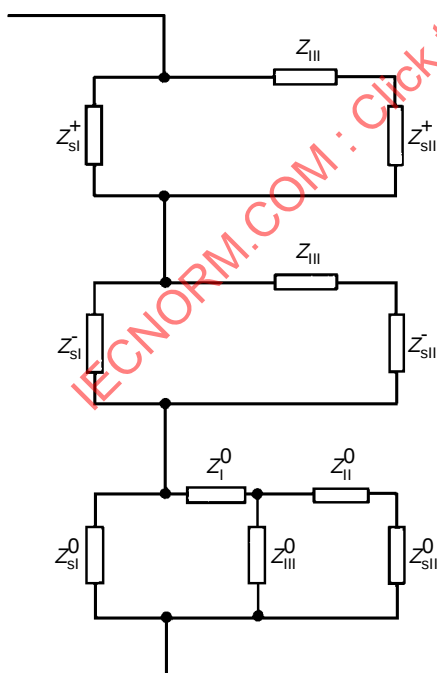
$$I_{III} = \frac{U_{II}}{U_{III} \times \sqrt{3}} \times \frac{Z_I^0 + Z_{SI}^0}{Z_I^0 + Z_{SI}^0 + Z_{III}^0} \times I \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{SII}^0}\right) \quad (11)$$



IEC 1137/97

NOTE – Ce cas est analogue au cas 1. Toutes les grandeurs pourraient être obtenues à partir de l'exemple 1. Il suffirait d'échanger les indices I et II.

Figure 18a – Cas 2: Défaut à la terre monophasé sur le réseau I



$$Z^+ = \frac{(Z_{I,II} + Z_{SII}^+) Z_{SI}^+}{Z_{I,II} + Z_{SI}^+ + Z_{SII}^+}$$

$$Z^- = \frac{(Z_{I,II} + Z_{SII}^-) Z_{SI}^-}{Z_{I,II} + Z_{SI}^- + Z_{SII}^-}$$

$$Z^0 = \frac{(Z_I^0 + Z') Z_{SI}^0}{Z_I^0 + Z' + Z_{SI}^0}$$

$$\text{avec } Z' = \frac{(Z_{II}^0 + Z_{SII}^0) Z_{III}^0}{Z_{II}^0 + Z_{SII}^0 + Z_{III}^0}$$

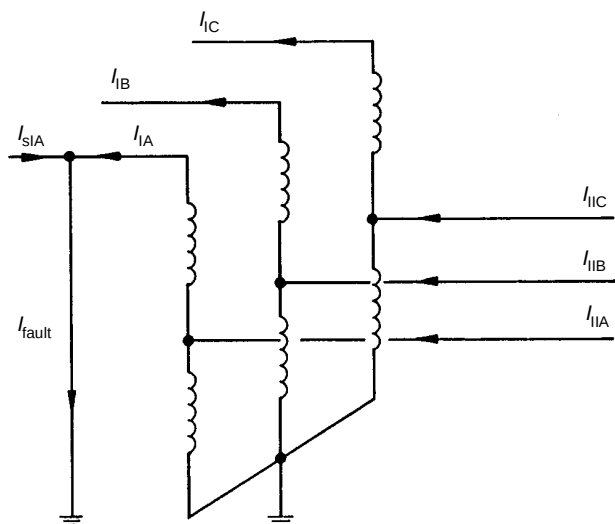
IEC 1138/97

Figure 18b – Cas 2: Schéma du circuit triphasé et réseau des impédances des composantes symétriques

Figure 18 – Cas 2

Current circulating in delta winding:

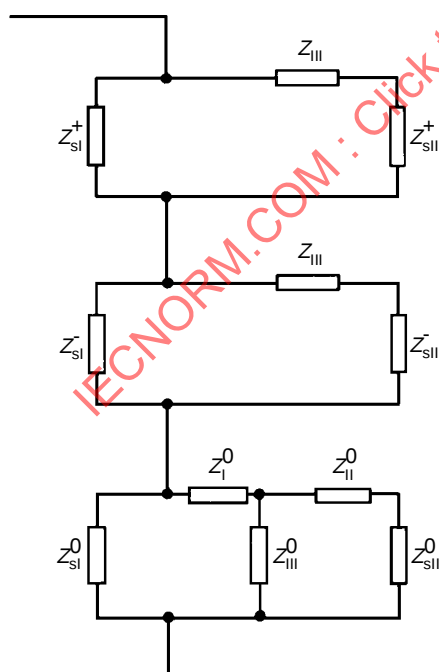
$$I_{III} = \frac{U_{II}}{U_{III} \times \sqrt{3}} \times \frac{Z_I^0 + Z_{SI}^0}{Z_I^0 + Z_{SI}^0 + Z_{III}^0} \times I \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{SII}^0}\right) \quad (11)$$



IEC 1137/97

NOTE – This case is analogous with case 1. All quantities could be obtained from case 1 just by switching indices I and II.

Figure 18a – Case 2: Single-phase earth fault on system I



IEC 1138/97

$$Z^+ = \frac{(Z_{I,II} + Z_{SII}^+) Z_{SI}^+}{Z_{I,II} + Z_{SI}^+ + Z_{SII}^+}$$

$$Z^- = \frac{(Z_{I,II} + Z_{SII}^-) Z_{SI}^-}{Z_{I,II} + Z_{SI}^- + Z_{SII}^-}$$

$$Z^0 = \frac{(Z_I^0 + Z') Z_{SI}^0}{Z_I^0 + Z' + Z_{SI}^0}$$

$$\text{with } Z' = \frac{(Z_{II}^0 + Z_{SII}^0) Z_{III}^0}{Z_{II}^0 + Z_{SII}^0 + Z_{III}^0}$$

Figure 18b – Case 2: Three-phase circuit diagram and symmetrical component impedance network

Figure 18 – Case 2

Toutes les impédances font référence au réseau I.

Dans ce cas, voir annexe A, cas 1:

$$I_1^+ = I_1^- = I_1^0 = I = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \frac{U_I}{Z} \quad (12)$$

$$\text{où } Z = Z^+ + Z^- + Z^0 = 2Z^+ + Z^0 \quad (\text{car } Z^+ = Z^-) \quad (13)$$

Le courant dans le défaut est

$$3I_1^0 = \frac{\sqrt{3} \times U_I}{Z} \quad (14)$$

Courants de branche

A partir de la phase A du réseau I (phase défectueuse):

$$I_{sIA} = I_{sI}^+ + I_{sI}^- + I_{sI}^0 = 2I_{sI}^+ + I_{sI}^0 = 2 \frac{Z^+}{Z_{sI}^+} \times I + \frac{Z^0}{Z_{sI}^0} \times I \quad (15)$$

Enroulement I du transformateur, phase A:

$$I_{IA} = 3I - I_{sIA} = 2(I^+ - I_{sI}^+) + I^0 - I_{sI}^0 \quad (16)$$

Phase B (phase non défectueuse):

$$I_{IB} = I_{sI}^+ - I_{sI}^0 \quad (17)$$

Courants des composantes dans l'enroulement II:

$$I_{II}^+ = I_{II}^- = \frac{U_I}{U_{II}} \times I^+ = \frac{U_I}{U_{II}} \times I \left(1 - \frac{Z^+}{Z_{sI}^+}\right) \quad (18)$$

$$I_{II}^0 = \frac{Z_{III}^0}{Z_{II}^0 + Z_{sII}^0 + Z_{III}^0} \times \frac{U_I}{U_{II}} \times I \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{sI}^0}\right) \quad (19)$$

Courants de phase:

$$I_{IIA} = 2I_{II}^+ + I_{II}^0 \quad (20)$$

$$I_{IIB} = I_{II}^0 - I_{II}^+ \quad (21)$$

All impedances are referred to system I.

For this case, see annex A, case 1:

$$I_1^+ = I_1^- = I_1^0 = I = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \frac{U_1}{Z} \quad (12)$$

$$\text{where } Z = Z^+ + Z^- + Z^0 = 2Z^+ + Z^0 \quad (\text{because } Z^+ = Z^-) \quad (13)$$

The current in the fault is

$$3I_1^0 = \frac{\sqrt{3} \times U_1}{Z} \quad (14)$$

Branch currents

From phase A of system I (faulted phase):

$$I_{sIA} = I_{sI}^+ + I_{sI}^- + I_{sI}^0 = 2I_{sI}^+ + I_{sI}^0 = 2 \frac{Z^+}{Z_{sI}^+} \times I + \frac{Z^0}{Z_{sI}^0} \times I \quad (15)$$

Transformer winding I, phase A:

$$I_{IA} = 3I - I_{sIA} = 2(I^+ - I_{sI}^+) + I^0 - I_{sI}^0 \quad (16)$$

Phase B (unfaulted phase):

$$I_{IB} = I_{sI}^+ - I_{sI}^0 \quad (17)$$

Component currents in winding II:

$$I_{II}^+ = I_{II}^- = \frac{U_1}{U_{II}} \times I^+ = \frac{U_1}{U_{II}} \times I \left(1 - \frac{Z^+}{Z_{sI}^+}\right) \quad (18)$$

$$I_{II}^0 = \frac{Z_{III}^0}{Z_{II}^0 + Z_{sII}^0 + Z_{III}^0} \times \frac{U_1}{U_{II}} \times I \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{sI}^0}\right) \quad (19)$$

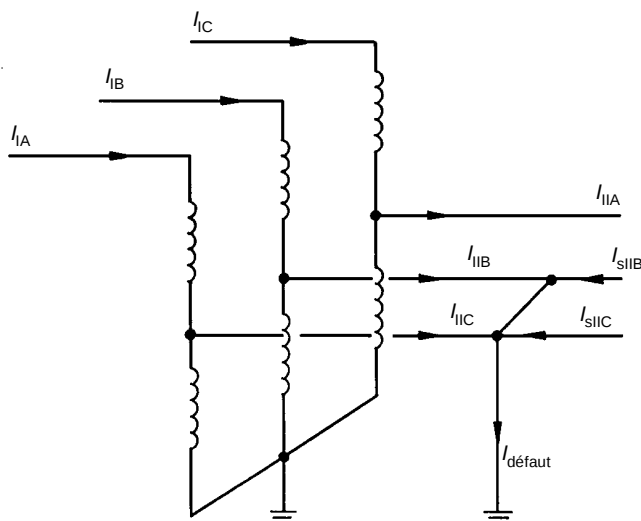
Phase currents:

$$I_{IIA} = 2I_{II}^+ + I_{II}^0 \quad (20)$$

$$I_{IIB} = I_{II}^0 - I_{II}^+ \quad (21)$$

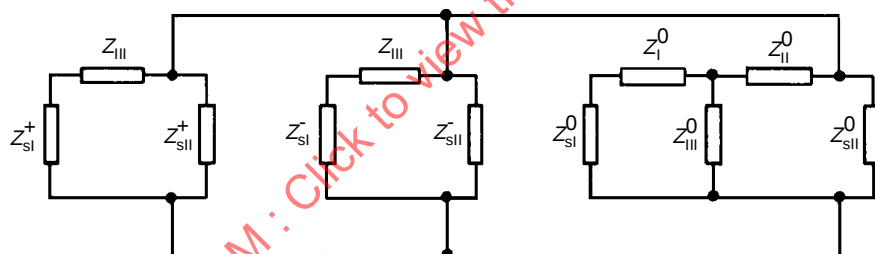
Courant de circulation dans l'enroulement couplé en triangle:

$$I_{III} = \frac{U_I}{U_{III} \times \sqrt{3}} \times \frac{Z_{II}^0 + Z_{sII}^0}{Z_{II}^0 + Z_{sII}^0 + Z_{III}^0} \times I \left(1 - \frac{Z_{sl}^0}{Z_{sl}^0}\right) \quad (22)$$



IEC 1139/97

Figure 19a – Cas 3: Défaut à la terre biphasé sur le réseau II



IEC 1140/97

$$Z^+ = \frac{(Z_{I,II}^+ + Z_{sl}^+) Z_{sII}^+}{Z_{I,II}^+ + Z_{sl}^+ + Z_{sII}^+}$$

$$Z^- = \frac{(Z_{I,II}^- + Z_{sl}^-) Z_{sII}^-}{Z_{I,II}^- + Z_{sl}^- + Z_{sII}^-}$$

$$Z^0 = \frac{(Z_{I,II}^0 + Z') Z_{sII}^0}{Z_{I,II}^0 + Z' + Z_{sII}^0}$$

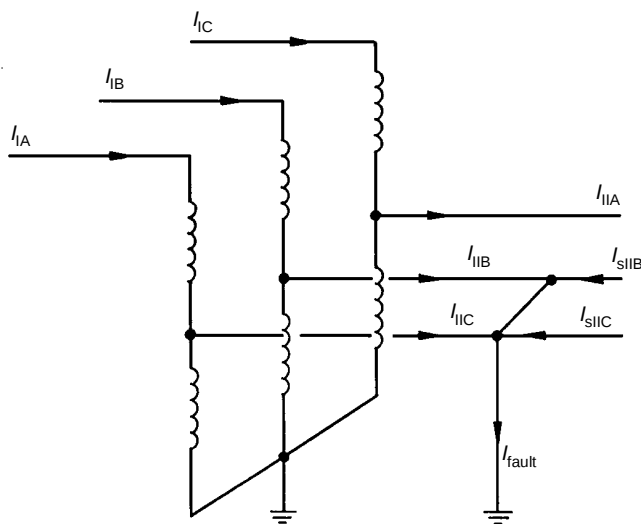
$$\text{avec } Z' = \frac{(Z_{I,II}^0 + Z_{sl}^0) Z_{sII}^0}{Z_{I,II}^0 + Z_{sl}^0 + Z_{sII}^0}$$

Figure 19b – Cas 3: Schéma du circuit triphasé et réseau des impédances des composantes symétriques

Figure 19 – Cas 3

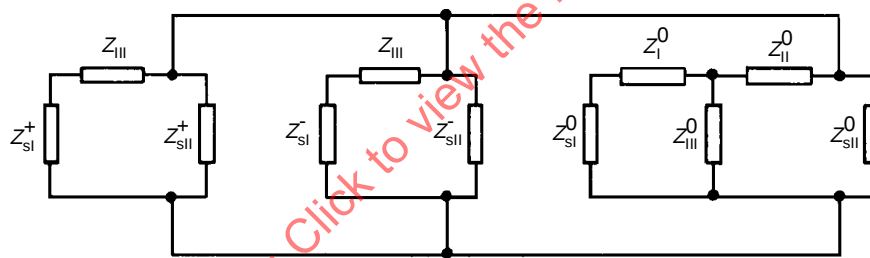
Current circulating in delta winding:

$$I_{III} = \frac{U_I}{U_{III} \times \sqrt{3}} \times \frac{Z_{II}^0 + Z_{SII}^0}{Z_{II}^0 + Z_{SII}^0 + Z_{III}^0} \times I \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{SI}^0}\right) \quad (22)$$



IEC 1139/97

Figure 19a – Case 3: Two-phase earth fault on system II



IEC 1140/97

$$Z^+ = \frac{(Z_{I,II} + Z_{SI}^+) Z_{SII}^+}{Z_{I,II} + Z_{SI}^+ + Z_{SII}^+}$$

$$Z^- = \frac{(Z_{I,II} + Z_{SI}^-) Z_{SII}^-}{Z_{I,II} + Z_{SI}^- + Z_{SII}^-}$$

$$Z^0 = \frac{(Z_{II}^0 + Z') Z_{SII}^0}{Z_{II}^0 + Z' + Z_{SII}^0}$$

$$\text{with } Z' = \frac{(Z_I^0 + Z_{SI}^0) Z_{III}^0}{Z_I^0 + Z_{SI}^0 + Z_{III}^0}$$

Figure 19b – Case 3: Three-phase circuit diagram and symmetrical component impedance network

Figure 19 – Case 3

Toutes les impédances font référence au réseau II.

Dans ce cas (voir annexe A, cas 2), les composantes de tension sont

$$V_{II}^+ = V_{II}^- = V_{II}^0 = \frac{V_{II}}{3} = \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \times \frac{Z}{Z^+} \quad (23)$$

$$\text{où } \frac{1}{Z} = \frac{1}{Z^+} + \frac{1}{Z^-} + \frac{1}{Z^0} = \frac{Z^+ + 2Z^0}{Z^+ \times Z^0} \quad (\text{car } Z^+ = Z^-) \quad (24)$$

$$\text{Ainsi } \frac{V_{II}}{3} = \frac{Z^0}{Z^+ + 2Z^0} \times \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \quad (25)$$

Composantes du courant de défaut:

$$\left. \begin{aligned} I^+ \times Z^+ &= \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} - V_{II}^+ = \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \left(1 - \frac{Z^0}{Z^+ + 2Z^0}\right) \\ I^+ &= \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \times \frac{Z^+ + Z^0}{Z^+ (Z^+ + 2Z^0)} \\ I^- &= \frac{V_{II}^-}{Z^-} = \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \times \frac{-Z^0}{Z^+ (Z^+ + 2Z^0)} \\ I^0 &= -\frac{V_{II}^0}{Z^0} = \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \times \frac{-1}{Z^+ + 2Z^0} \end{aligned} \right\} \quad (26)$$

Courants des composantes dans le réseau II:

$$\left. \begin{aligned} I_{sII}^+ &= I^+ \times \frac{Z^+}{Z_{sII}^+} \\ I_{sII}^- &= I^- \times \frac{Z^-}{Z_{sII}^-} = I^- \times \frac{Z^+}{Z_{sII}^+} \\ I_{sII}^0 &= I^0 \times \frac{Z^0}{Z_{sII}^0} \end{aligned} \right\} \quad (27)$$

Courants de phase dans le réseau II:

$$\left. \begin{aligned} I_{sIIA} &= I_{sII}^+ + I_{sII}^- + I_{sII}^0 \\ I_{sIIB} &= \alpha^2 I_{sII}^+ + \alpha I_{sII}^- + I_{sII}^0 \\ I_{sIIC} &= \alpha I_{sII}^+ + \alpha^2 I_{sII}^- + I_{sII}^0 \end{aligned} \right\} \quad (28)$$

All impedances are referred to system II.

For this case (see annex A, case 2), the components of voltage are

$$V_{II}^+ = V_{II}^- = V_{II}^0 = \frac{V_{II}}{3} = \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \times \frac{Z}{Z^+} \quad (23)$$

$$\text{where } \frac{1}{Z} = \frac{1}{Z^+} + \frac{1}{Z^-} + \frac{1}{Z^0} = \frac{Z^+ + 2Z^0}{Z^+ \times Z^0} \quad (\text{because } Z^+ = Z^-) \quad (24)$$

$$\text{Thus } \frac{V_{II}}{3} = \frac{Z^0}{Z^+ + 2Z^0} \times \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \quad (25)$$

Components of fault current:

$$\left. \begin{aligned} I^+ \times Z^+ &= \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} - V_{II}^+ = \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \left(1 - \frac{Z^0}{Z^+ + 2Z^0}\right) \\ I^+ &= \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \times \frac{Z^+ + Z^0}{Z^+ (Z^+ + 2Z^0)} \\ I^- &= \frac{V_{II}^-}{Z^-} = \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \times \frac{-Z^0}{Z^+ (Z^+ + 2Z^0)} \\ I^0 &= -\frac{V_{II}^0}{Z^0} = \frac{U_{II}}{\sqrt{3}} \times \frac{-1}{Z^+ + 2Z^0} \end{aligned} \right\} \quad (26)$$

Component currents in system II:

$$\left. \begin{aligned} I_{sII}^+ &= I^+ \times \frac{Z^+}{Z_{sII}^+} \\ I_{sII}^- &= I^- \times \frac{Z^-}{Z_{sII}^-} = I^- \times \frac{Z^+}{Z_{sII}^+} \\ I_{sII}^0 &= I^0 \times \frac{Z^0}{Z_{sII}^0} \end{aligned} \right\} \quad (27)$$

Phase currents in system II:

$$\left. \begin{aligned} I_{sIIA} &= I_{sII}^+ + I_{sII}^- + I_{sII}^0 \\ I_{sIIB} &= \alpha^2 I_{sII}^+ + \alpha I_{sII}^- + I_{sII}^0 \\ I_{sIIC} &= \alpha I_{sII}^+ + \alpha^2 I_{sII}^- + I_{sII}^0 \end{aligned} \right\} \quad (28)$$

Courants des composantes dans l'enroulement II du transformateur:

$$\left. \begin{aligned} I_{II}^+ &= I^+ - I_{sII}^+ = I^+ \left(1 - \frac{Z^+}{Z_{sII}^+}\right) \\ I_{II}^- &= I^- - I_{sII}^- = I^- \left(1 - \frac{Z^-}{Z_{sII}^-}\right) = I^- \left(1 - \frac{Z^+}{Z_{sII}^+}\right) \\ I_{II}^0 &= I^0 - I_{sII}^0 = I^0 \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{sII}^0}\right) \end{aligned} \right\} \quad (29)$$

Courants dans les phases de l'enroulement II:

$$\left. \begin{aligned} I_{IIA} &= I_{II}^+ + I_{II}^- + I_{II}^0 \\ I_{IIB} &= \alpha^2 I_{II}^+ + \alpha I_{II}^- + I_{II}^0 \\ I_{IIC} &= \alpha I_{II}^+ + \alpha^2 I_{II}^- + I_{II}^0 \end{aligned} \right\} \quad (30)$$

Courants des composantes en ligne et dans l'enroulement I:

$$\left. \begin{aligned} I_I^+ &= \frac{U_{II}}{U_I} \times I_{II}^+ \\ I_I^- &= \frac{U_{II}}{U_I} \times I_{II}^- \\ I_I^0 &= \frac{U_{II}}{U_I} \times \frac{Z_{III}^0}{Z_{III}^0 + Z_I^0 + Z_{sII}^0} \times I_{II}^0 \end{aligned} \right\} \quad (31)$$

Courants de phase:

$$\left. \begin{aligned} I_{IA} &= I_I^+ + I_I^- + I_I^0 \\ I_{IB} &= \alpha^2 I_I^+ + \alpha I_I^- + I_I^0 \\ I_{IC} &= \alpha I_I^+ + \alpha^2 I_I^- + I_I^0 \end{aligned} \right\} \quad (32)$$

Courant de circulation dans l'enroulement couplé en triangle:

$$I_{III} = \frac{U_{II}}{U_{III} \times \sqrt{3}} \times \frac{Z_I^0 + Z_{sI}^0}{Z_I^0 + Z_{sI}^0 + Z_{III}^0} \times I_{II}^0 \quad (33)$$

Component currents in transformer winding II:

$$\left. \begin{aligned} I_{II}^{+} &= I^{+} - I_{sII}^{+} = I^{+} \left(1 - \frac{Z^{+}}{Z_{sII}^{+}}\right) \\ I_{II}^{-} &= I^{-} - I_{sII}^{-} = I^{-} \left(1 - \frac{Z^{-}}{Z_{sII}^{-}}\right) = I^{-} \left(1 - \frac{Z^{+}}{Z_{sII}^{+}}\right) \\ I_{II}^{0} &= I^{0} - I_{sII}^{0} = I^{0} \left(1 - \frac{Z^{0}}{Z_{sII}^{0}}\right) \end{aligned} \right\} \quad (29)$$

Currents in the phases of winding II:

$$\left. \begin{aligned} I_{IIA} &= I_{II}^{+} + I_{II}^{-} + I_{II}^{0} \\ I_{IIB} &= \alpha^2 I_{II}^{+} + \alpha I_{II}^{-} + I_{II}^{0} \\ I_{IIC} &= \alpha I_{II}^{+} + \alpha^2 I_{II}^{-} + I_{II}^{0} \end{aligned} \right\} \quad (30)$$

Component currents in line and winding I:

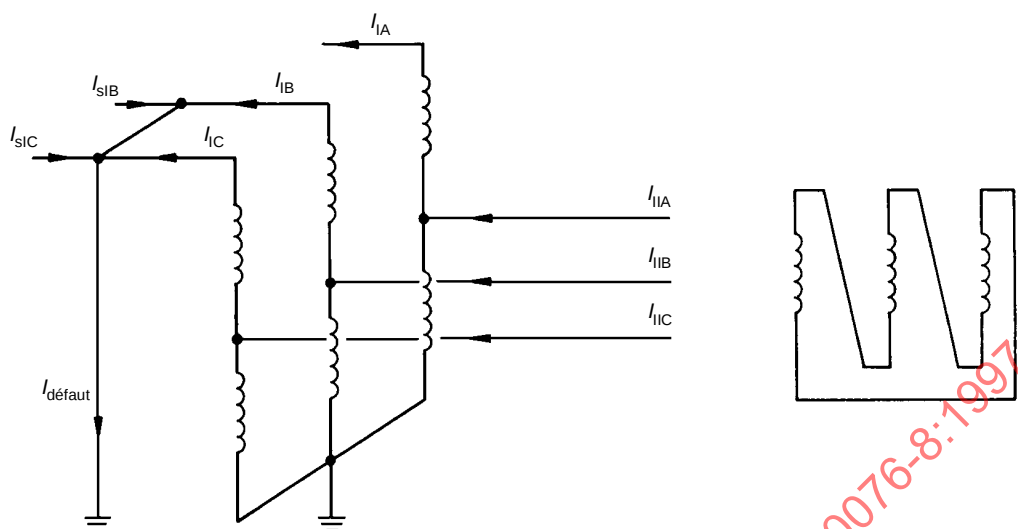
$$\left. \begin{aligned} I_I^{+} &= \frac{U_{II}}{U_I} \times I_{II}^{+} \\ I_I^{-} &= \frac{U_{II}}{U_I} \times I_{II}^{-} \\ I_I^{0} &= \frac{U_{II}}{U_I} \times \frac{Z_{III}^{0}}{Z_{III}^{0} + Z_I^{0} + Z_{sII}^{0}} \times I_{II}^{0} \end{aligned} \right\} \quad (31)$$

Phase currents:

$$\left. \begin{aligned} I_{IA} &= I_I^{+} + I_I^{-} + I_I^{0} \\ I_{IB} &= \alpha^2 I_I^{+} + \alpha I_I^{-} + I_I^{0} \\ I_{IC} &= \alpha I_I^{+} + \alpha^2 I_I^{-} + I_I^{0} \end{aligned} \right\} \quad (32)$$

Current circulating in delta winding:

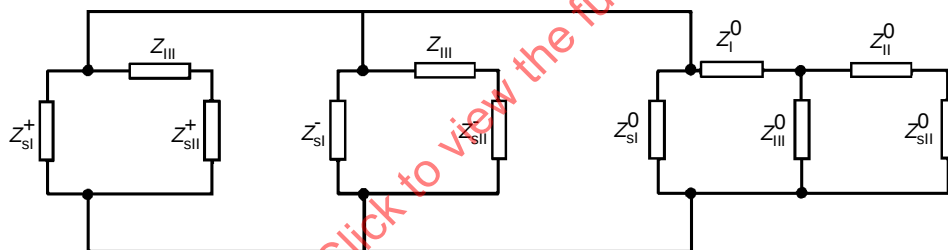
$$I_{III} = \frac{U_{II}}{U_{III} \times \sqrt{3}} \times \frac{Z_I^{0} + Z_{sI}^{0}}{Z_I^{0} + Z_{sI}^{0} + Z_{III}^{0}} \times I_{II}^{0} \quad (33)$$



IEC 1141/97

NOTE – Ce cas est analogue au cas 3. Toutes les grandeurs pourraient être obtenues à partir du cas 3. Il suffirait d'échanger les indices I et II.

Figure 20a – Cas 4: Défaut à la terre biphasé sur le réseau I



IEC 1142/97

$$Z^+ = \frac{(Z_{l,II} + Z_{sII}^+) Z_{sI}^+}{Z_{l,II} + Z_{sII}^+ + Z_{sI}^+}$$

$$Z^- = \frac{(Z_{l,II} + Z_{sII}^-) Z_{sI}^-}{Z_{l,II} + Z_{sII}^- + Z_{sI}^-}$$

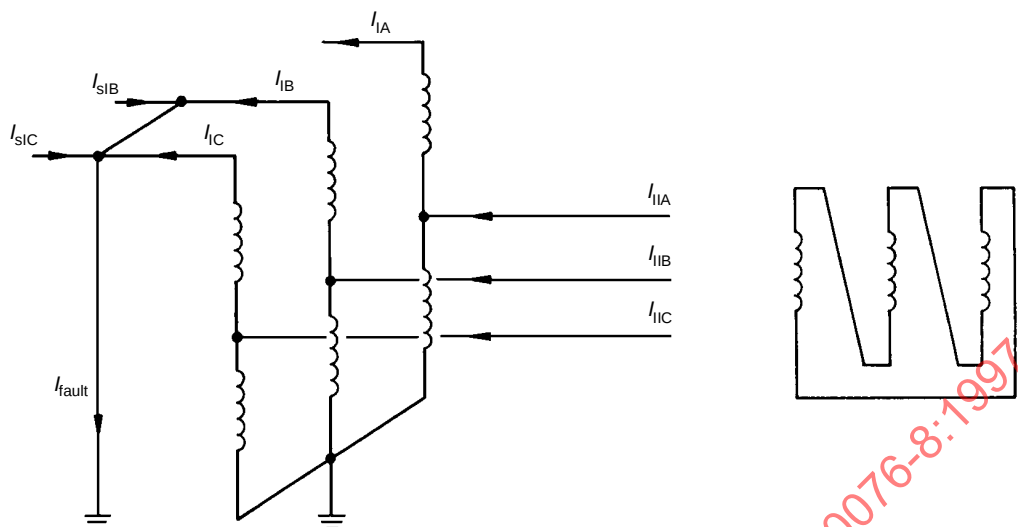
$$Z^0 = \frac{(Z_l^0 + Z') Z_{sI}^0}{Z_l^0 + Z' + Z_{sI}^0}$$

$$\text{avec } Z' = \frac{(Z_{II}^0 + Z_{sII}^0) Z_{sIII}^0}{Z_{II}^0 + Z_{sII}^0 + Z_{sIII}^0}$$

Figure 20b – Cas 4: Schéma du circuit triphasé et réseau des impédances des composantes symétriques

Figure 20 – Cas 4

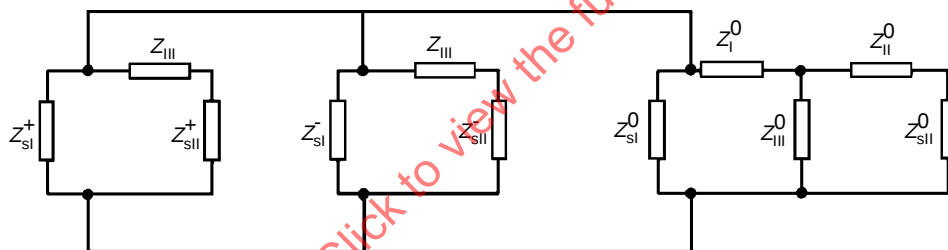
Toutes les impédances font référence au réseau I.



IEC 1141/97

NOTE – This case is analogous with case 3. All quantities could be obtained from case 3 just by switching indices I and II.

Figure 20a – Case 4: Two-phase earth fault on system I



IEC 1142/97

$$Z^+ = \frac{(Z_{I,II} + Z_{sII}^+) Z_{sI}^+}{Z_{I,II} + Z_{sII}^+ + Z_{sI}^+}$$

$$Z^- = \frac{(Z_{I,II} + Z_{sII}^-) Z_{sI}^-}{Z_{I,II} + Z_{sII}^- + Z_{sI}^-}$$

$$Z^0 = \frac{(Z_I^0 + Z') Z_{sI}^0}{Z_I^0 + Z' + Z_{sI}^0}$$

$$\text{with } Z' = \frac{(Z_{II}^0 + Z_{sII}^0) Z_{III}^0}{Z_{II}^0 + Z_{sII}^0 + Z_{III}^0}$$

Figure 20b – Case 4: Three-phase circuit diagram and symmetrical component impedance network

Figure 20 – Case 4

All impedances are referred to system I.

Dans ce cas, les composantes de tension sont

$$V_1^+ = V_1^- = V_1^0 = \frac{V_1}{3} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \times \frac{Z}{Z^+} \quad (34)$$

$$\text{où } \frac{1}{Z} = \frac{1}{Z^+} + \frac{1}{Z^-} + \frac{1}{Z^0} = \frac{Z^+ + 2Z^0}{Z^+ \times Z^0} \quad (\text{car } Z^+ = Z^-) \quad (35)$$

$$\text{Ainsi } \frac{V_1}{3} = \frac{Z^0}{Z^+ + 2Z^0} \times \frac{U_1}{\sqrt{3}} \quad (36)$$

Composantes du courant de défaut:

$$\begin{aligned} I^+ \times Z^+ &= \frac{U_1}{\sqrt{3}} - V_1^+ = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \left(1 - \frac{Z^0}{Z^+ + 2Z^0}\right) \\ I^+ &= \frac{U_1}{\sqrt{3}} \times \frac{Z^+ + Z^0}{Z^+(Z^+ + 2Z^0)} \\ I^- &= \frac{V_1^-}{Z^-} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \times \frac{-Z^0}{Z^+(Z^+ + 2Z^0)} \\ I^0 &= -\frac{V_1^0}{Z^0} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \times \frac{-1}{Z^+ + 2Z^0} \end{aligned} \quad (37)$$

Courants des composantes dans le réseau I:

$$\begin{aligned} I_{sl}^+ &= I^+ \times \frac{Z^+}{Z_{sl}^+} \\ I_{sl}^- &= I^- \times \frac{Z^-}{Z_{sl}^-} = I^- \times \frac{Z^+}{Z_{sl}^+} \\ I_{sl}^0 &= I^0 \times \frac{Z^0}{Z_{sl}^0} \end{aligned} \quad (38)$$

Courants de phase dans le réseau I:

$$\begin{aligned} I_{slA} &= I_{sl}^+ + I_{sl}^- + I_{sl}^0 \\ I_{slB} &= \alpha^2 I_{sl}^+ + \alpha I_{sl}^- + I_{sl}^0 \\ I_{slC} &= \alpha I_{sl}^+ + \alpha^2 I_{sl}^- + I_{sl}^0 \end{aligned} \quad (39)$$

For this case, the components of voltage are

$$V_1^+ = V_1^- = V_1^0 = \frac{V_1}{3} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \times \frac{Z}{Z^+} \quad (34)$$

$$\text{where } \frac{1}{Z} = \frac{1}{Z^+} + \frac{1}{Z^-} + \frac{1}{Z^0} = \frac{Z^+ + 2Z^0}{Z^+ \times Z^0} \quad (\text{because } Z^+ = Z^-) \quad (35)$$

$$\text{Thus } \frac{V_1}{3} = \frac{Z^0}{Z^+ + 2Z^0} \times \frac{U_1}{\sqrt{3}} \quad (36)$$

Components of fault current:

$$\begin{aligned} I^+ \times Z^+ &= \frac{U_1}{\sqrt{3}} - V_1^+ = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \left(1 - \frac{Z^0}{Z^+ + 2Z^0}\right) \\ I^+ &= \frac{U_1}{\sqrt{3}} \times \frac{Z^+ + Z^0}{Z^+(Z^+ + 2Z^0)} \\ I^- &= \frac{V_1^-}{Z^-} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \times \frac{-Z^0}{Z^+(Z^+ + 2Z^0)} \\ I^0 &= -\frac{V_1^0}{Z^0} = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \times \frac{-1}{Z^+ + 2Z^0} \end{aligned} \quad (37)$$

Component currents in system I:

$$\begin{aligned} I_{sl}^+ &= I^+ \times \frac{Z^+}{Z_{sl}^+} \\ I_{sl}^- &= I^- \times \frac{Z^-}{Z_{sl}^-} = I^- \times \frac{Z^+}{Z_{sl}^+} \\ I_{sl}^0 &= I^0 \times \frac{Z^0}{Z_{sl}^0} \end{aligned} \quad (38)$$

Phase currents in system I:

$$\begin{aligned} I_{slA} &= I_{sl}^+ + I_{sl}^- + I_{sl}^0 \\ I_{slB} &= \alpha^2 I_{sl}^+ + \alpha I_{sl}^- + I_{sl}^0 \\ I_{slC} &= \alpha I_{sl}^+ + \alpha^2 I_{sl}^- + I_{sl}^0 \end{aligned} \quad (39)$$

Courants des composantes dans l'enroulement I du transformateur:

$$\left. \begin{aligned} I_1^+ &= I^+ - I_{sl}^+ = I^+ \left(1 - \frac{Z^+}{Z_{sl}^+}\right) \\ I_1^- &= I^- - I_{sl}^- = I^- \left(1 - \frac{Z^-}{Z_{sl}^-}\right) \\ I_1^0 &= I^0 - I_{sl}^0 = I^0 \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{sl}^0}\right) \end{aligned} \right\} \quad (40)$$

Courants dans les phases de l'enroulement I:

$$\left. \begin{aligned} I_{IA} &= I_1^+ + I_1^- + I_1^0 \\ I_{IB} &= \alpha^2 I_1^+ + \alpha I_1^- + I_1^0 \\ I_{IC} &= \alpha I_1^+ + \alpha^2 I_1^- + I_1^0 \end{aligned} \right\} \quad (41)$$

Courants des composantes de ligne et dans l'enroulement II:

$$\left. \begin{aligned} I_{II}^+ &= \frac{U_I}{U_{II}} \times I_1^+ \\ I_{II}^- &= \frac{U_I}{U_{II}} \times I_1^- \\ I_{II}^0 &= \frac{U_I}{U_{II}} \times \frac{Z_{III}^0}{Z_{II}^0 + Z_{II}^0 + Z_{sl}^0} \times I_1^0 \end{aligned} \right\} \quad (42)$$

Courants de phase:

$$\left. \begin{aligned} I_{IIA} &= I_{II}^+ + I_{II}^- + I_{II}^0 \\ I_{IIB} &= \alpha^2 I_{II}^+ + \alpha I_{II}^- + I_{II}^0 \\ I_{IIC} &= \alpha I_{II}^+ + \alpha^2 I_{II}^- + I_{II}^0 \end{aligned} \right\} \quad (43)$$

Courant de circulation dans l'enroulement couplé en triangle:

$$I_{III} = \frac{U_I}{U_{III} \times \sqrt{3}} \times \frac{Z_{II}^0 + Z_{sl}^0}{Z_{II}^0 + Z_{sl}^0 + Z_{III}^0} \times I_1^0 \quad (44)$$

Component currents in transformer winding I:

$$\left. \begin{aligned} I_1^+ &= I^+ - I_{sl}^+ = I^+ \left(1 - \frac{Z^+}{Z_{sl}^+}\right) \\ I_1^- &= I^- - I_{sl}^- = I^- \left(1 - \frac{Z^-}{Z_{sl}^-}\right) \\ I_1^0 &= I^0 - I_{sl}^0 = I^0 \left(1 - \frac{Z^0}{Z_{sl}^0}\right) \end{aligned} \right\} \quad (40)$$

Currents in the phase of winding I:

$$\left. \begin{aligned} I_{IA} &= I_1^+ + I_1^- + I_1^0 \\ I_{IB} &= \alpha^2 I_1^+ + \alpha I_1^- + I_1^0 \\ I_{IC} &= \alpha I_1^+ + \alpha^2 I_1^- + I_1^0 \end{aligned} \right\} \quad (41)$$

Component currents in line and winding II:

$$\left. \begin{aligned} I_{II}^+ &= \frac{U_I}{U_{II}} \times I_1^+ \\ I_{II}^- &= \frac{U_I}{U_{II}} \times I_1^- \\ I_{II}^0 &= \frac{U_I}{U_{II}} \times \frac{Z_{III}^0}{Z_{II}^0 + Z_{II}^0 + Z_{sl}^0} \times I_1^0 \end{aligned} \right\} \quad (42)$$

Phase currents:

$$\left. \begin{aligned} I_{IIA} &= I_{II}^+ + I_{II}^- + I_{II}^0 \\ I_{IIB} &= \alpha^2 I_{II}^+ + \alpha I_{II}^- + I_{II}^0 \\ I_{IIC} &= \alpha I_{II}^+ + \alpha^2 I_{II}^- + I_{II}^0 \end{aligned} \right\} \quad (43)$$

Current circulating in delta winding:

$$I_{III} = \frac{U_I}{U_{III} \times \sqrt{3}} \times \frac{Z_{II}^0 + Z_{sl}^0}{Z_{II}^0 + Z_{sl}^0 + Z_{III}^0} \times I_1^0 \quad (44)$$

Cas 5: Court-circuit triphasé sur les bornes II

Ce cas comporte seulement une composante directe.

Courant de défaut par phase sur le réseau II:

$$I_{II} = \frac{U_{II}}{\sqrt{3} \times Z^+} \quad (45)$$

Avec $Z^+ = Z_{SI}^+ + Z_{(I, II)}$ Les impédances font référence au réseau II.

Courant par phase dans l'enroulement I:

$$I_I = I_{II} \times \frac{U_{II}}{U_I} \quad (46)$$

Il n'y a pas de courant de circulation dans l'enroulement III.

Cas 6: Court-circuit triphasé sur les bornes I

Ce cas comporte seulement une composante directe.

Courant de défaut par phase:

$$I_I = \frac{U_I}{\sqrt{3} \times Z^+} \quad (47)$$

Avec $Z^+ = Z_{SII}^+ + Z_{(I, II)}$ Les impédances font référence au réseau I.

Courant par phase dans l'enroulement II:

$$I_{II} = I_I \times \frac{U_I}{U_{II}} \quad (48)$$

Il n'y a pas de courant de circulation dans l'enroulement III.

Cas 7: Court-circuit triphasé sur l'enroulement III

Ce cas comporte seulement une composante directe:

$$Z^+ = Z_{III}^+ + \frac{(Z_{SI}^+ + Z_I^+)(Z_{SII}^+ + Z_{II}^+)}{Z_{SI}^+ + Z_I^+ + Z_{SII}^+ + Z_{II}^+} \quad (49)$$

Les impédances font référence à l'enroulement III.

Courant de court-circuit – courant de ligne:

$$I_{III} = \frac{U_{III}}{\sqrt{3} \times Z^+} \quad (50)$$

Case 5: Three-phase short-circuit on terminals II

This case contains positive sequence only.

Fault current per phase on system II:

$$I_{II} = \frac{U_{II}}{\sqrt{3} \times Z^+} \quad (45)$$

With $Z^+ = Z_{sl}^+ + Z_{(I, II)}$ Impedances are referred to system II.

Current per phase in winding I:

$$I_I = I_{II} \times \frac{U_{II}}{U_I} \quad (46)$$

There is no circulating current in winding III.

Case 6: Three-phase short circuit on terminals I

This case contains positive sequence only.

Fault current per phase:

$$I_I = \frac{U_I}{\sqrt{3} \times Z^+} \quad (47)$$

With $Z^+ = Z_{slI}^+ + Z_{(I, II)}$ Impedances are referred to system I.

Current per phase in winding II:

$$I_{II} = I_I \times \frac{U_I}{U_{II}} \quad (48)$$

There is no circulating current in winding III.

Case 7: Three-phase short circuit on winding III

This case contains positive sequence only:

$$Z^+ = Z_{III}^+ + \frac{(Z_{sl}^+ + Z_I^+)(Z_{slI}^+ + Z_{II}^+)}{Z_{sl}^+ + Z_I^+ + Z_{slI}^+ + Z_{II}^+} \quad (49)$$

Impedances are referred to winding III.

Short-circuit current – line current:

$$I_{III} = \frac{U_{III}}{\sqrt{3} \times Z^+} \quad (50)$$

Courant de court-circuit par enroulement de phase:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} \times I_{III} \quad (51)$$

Contribution de défaut des réseaux I et II:

$$I_{I(III)} = I_{III} \times \frac{Z_{sII}^+ + Z_{II}^+}{Z_{sI}^+ + Z_I^+ + Z_{sII}^+ + Z_{II}^+} \quad (52)$$

$$I_{II(III)} = I_{III} - I_{I(III)} \quad (53)$$

Courants dans les enroulements I et II:

$$I_I = I_{I(III)} \times \frac{U_{III}}{U_I} \quad (54)$$

$$I_{II} = I_{II(III)} \times \frac{U_{III}}{U_{II}} \quad (55)$$

6 Marche en parallèle des transformateurs dans les réseaux triphasés

Dans cet article, la marche en parallèle signifie la connexion directe borne à borne entre les transformateurs de mêmes installations. Seuls les transformateurs à deux enroulements sont pris en considération. La logique s'applique également aux bancs de trois transformateurs monophasés.

Pour réussir une marche en parallèle, il est nécessaire que les transformateurs présentent

- le même déphasage – indice horaire (les combinaisons supplémentaires possibles sont indiquées ci-dessous);
- le même rapport de transformation avec une certaine tolérance et une étendue de prises similaire;
- la même impédance de court-circuit relative – impédance exprimée en pourcentage – avec une certaine tolérance. Cela signifie aussi qu'il est recommandé que la variation de l'impédance de court-circuit relative à travers l'étendue de prises soit similaire pour les deux transformateurs.

Ces trois conditions sont explicitées plus loin dans les paragraphes suivants.

Il est important que la spécification de l'offre d'un transformateur qui est destiné à marcher en parallèle avec un transformateur spécifique existant contienne les informations concernant le transformateur existant. Plusieurs précautions sont nécessaires pour ce couplage.

- Il est déconseillé de combiner des transformateurs de puissances assignées très différentes (par exemple excédant le rapport 1:2). L'impédance relative naturelle pour des conceptions optimales varie avec la taille du transformateur.
- Les transformateurs construits d'après des conceptions différentes offriront probablement des niveaux d'impédance différents et différentes tendances de variation à travers l'étendue des prises (voir 6.4).

Short-circuit current per phase winding:

$$\frac{1}{\sqrt{3}} \times I_{III} \quad (51)$$

Fault contribution from systems I and II:

$$I_{I(III)} = I_{III} \times \frac{Z_{sII}^+ + Z_{II}^+}{Z_{sI}^+ + Z_I^+ + Z_{sII}^+ + Z_{II}^+} \quad (52)$$

$$I_{II(III)} = I_{III} - I_{I(III)} \quad (53)$$

Currents in windings I and II:

$$I_I = I_{I(III)} \times \frac{U_{III}}{U_I} \quad (54)$$

$$I_{II} = I_{II(III)} \times \frac{U_{III}}{U_{II}} \quad (55)$$

6 Parallel operation of transformers in three-phase systems

In this clause, parallel operation means direct terminal-to-terminal connection between transformers in the same installations. Only two-winding transformers are considered. The logic is also applicable to banks of three single-phase transformers.

For successful parallel operation, the transformers require:

- the same phase-angle relation – clock-hour number (additional possible combinations are mentioned below);
- the same ratio with some tolerance and similar tapping range;
- the same relative short-circuit impedance – percentage impedance – with some tolerance. This also means that the variation of relative impedance across the tapping range should be similar for the two transformers.

These three conditions are elaborated further in the following subclauses.

It is important that the tender specification for a transformer which is intended for parallel operation with a specific existing transformer contain the existing transformer information. Some warnings are prudent in this connection.

- It is not advisable to combine transformers of widely different power rating (say, more than 1:2). The natural relative impedance for optimal designs varies with the size of the transformer.
- Transformers built according to different design concepts are likely to present different impedance levels and different variation trends across the tapping range (see 6.4).

– Il convient de ne pas surestimer les conséquences d'un petit défaut d'adaptation des données. Il n'est pas nécessaire par exemple d'avoir précisément la même tension de prise sur deux transformateurs en parallèle. L'échelon de réglage est d'habitude tellement faible que des prises décalées permettent un fonctionnement raisonnable. Cependant, il convient de prendre des précautions lorsque les échelons des prises de réglage sont grands (voir 6.2 et 6.3).

Les paramètres spécifiés et garantis de rapport de transformation et d'impédance de court-circuit font l'objet de certaines tolérances conformément au tableau 1 et à l'article 9 de la CEI 60076-1. La note 2 du tableau 1 de la CEI 60076-1 indique la possibilité de restreindre les tolérances dans des cas particuliers avec une référence spéciale à la marche en parallèle.

En pratique, il convient de considérer comme raisonnable un décalage d'adaptation de charge relative non supérieur à 10 % entre deux transformateurs de conception différente.

6.1 *Adaptation des modes de couplages triphasés et des déphasages*

Les couplages des transformateurs triphasés communs montrés à la figure 21 proviennent de l'annexe D de la CEI 60076-1. Dans chacun des blocs, un ou deux numéros de blocs sont indiqués par permutation. Cela signifie par exemple que si le repérage des bornes secondaires d'un transformateur comportant l'indice horaire 1 était simplement modifié par permutation circulaire (II deviendrait I, III deviendrait II et I deviendrait III), le déphasage serait alors modifié de 120 degrés électriques à l'indice horaire 5. En conséquence, les transformateurs à déphasage ayant une différence de 4 ou 8 peuvent être connectés en parallèle après permutation circulaire des connexions à la ligne sur l'un ou l'autre côté du transformateur.

Il est même possible de combiner des transformateurs ayant les nombres horaires 1 ou 5 avec des transformateurs ayant les nombres horaires 11 ou 7 en inversant la séquence de phases sur les deux côtés de l'un ou l'autre des transformateurs.

La mise en parallèle des couplages Dyn et Yzn n'est pas recommandée à cause des propriétés différentes des impédances homopolaires.

- The consequences of a small mismatch of data should not be overestimated. It is not necessary, for example, to provide precisely the same tapping voltages on two parallel transformers. The tapping step is usually so small that staggered taps permit reasonable operation. However, care should be taken where tapping steps are large (see 6.2 and 6.3).

Specified and guaranteed ratio and impedance parameters are subject to tolerances, according to table 1 and clause 9 of IEC 60076-1. The possibility of tightening up the tolerances in particular cases with special reference to parallel operation is given in table 1, note 2 of IEC 60076-1.

In practice, a mismatch of relative loading of no more than about 10 % between two transformers of non-identical designs should be regarded as reasonable.

6.1 *Matching three-phase connections and phase-angle relations*

The common three-phase transformers connections shown in figure 21 are derived from annex D of IEC 60076-1. In each block, one or two clock numbers are indicated by permutation. This means for example that if the secondary terminals of a transformer with clock number 1 were quite simply re-named by cyclic permutation (II becomes I, III becomes II and I becomes III), then the phase displacement is changed by 120 electrical degrees to clock number 5. Consequently, transformers with connection clock numbers differing by 4 or 8 can be connected in parallel after cyclic permutation of the connections to the line on either side of the transformer.

It is even possible to combine transformers having clock numbers 1 or 5 with transformers having clock numbers 11 or 7 by reversing the phase sequence on both sides of either transformer.

Parallel connections of Dyn and Yzn are not recommended because of different zero sequence impedance properties.

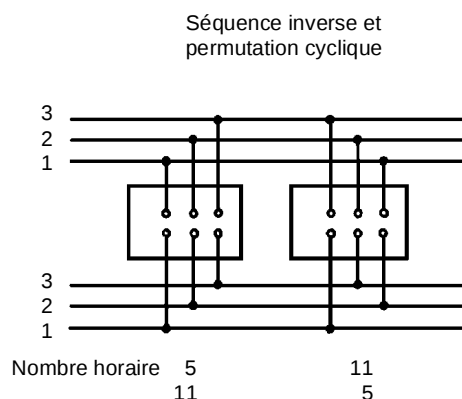
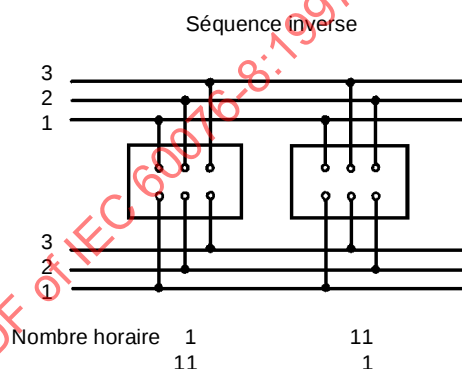
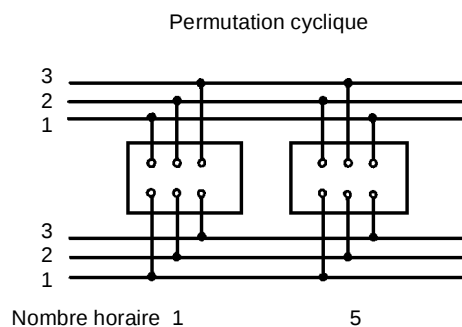
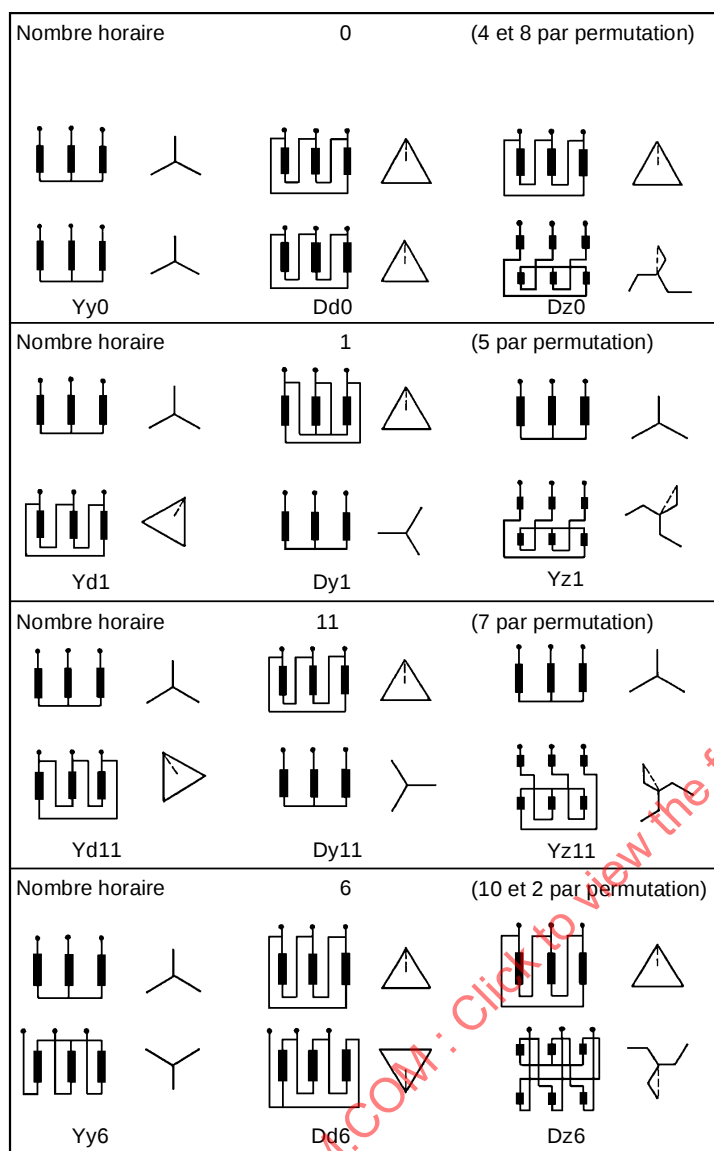
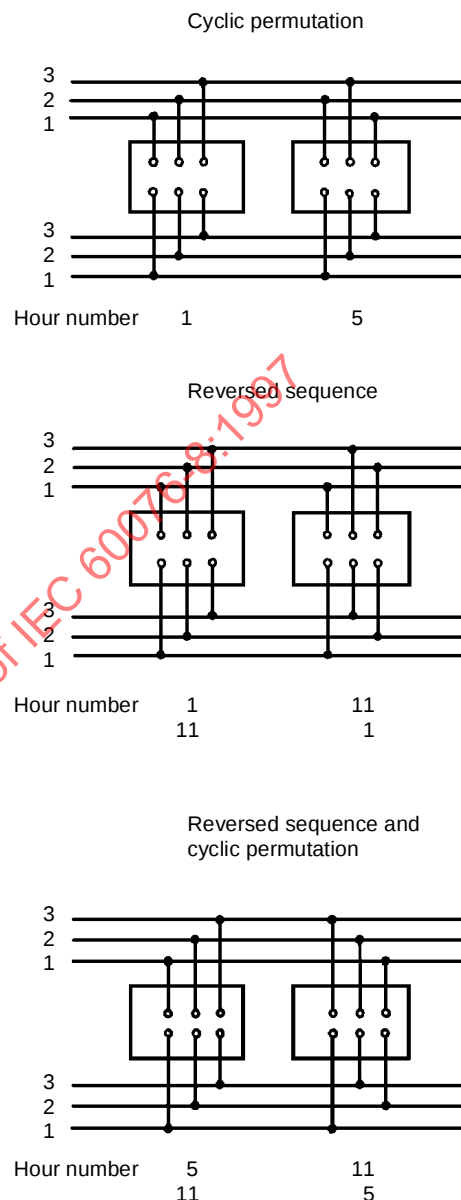
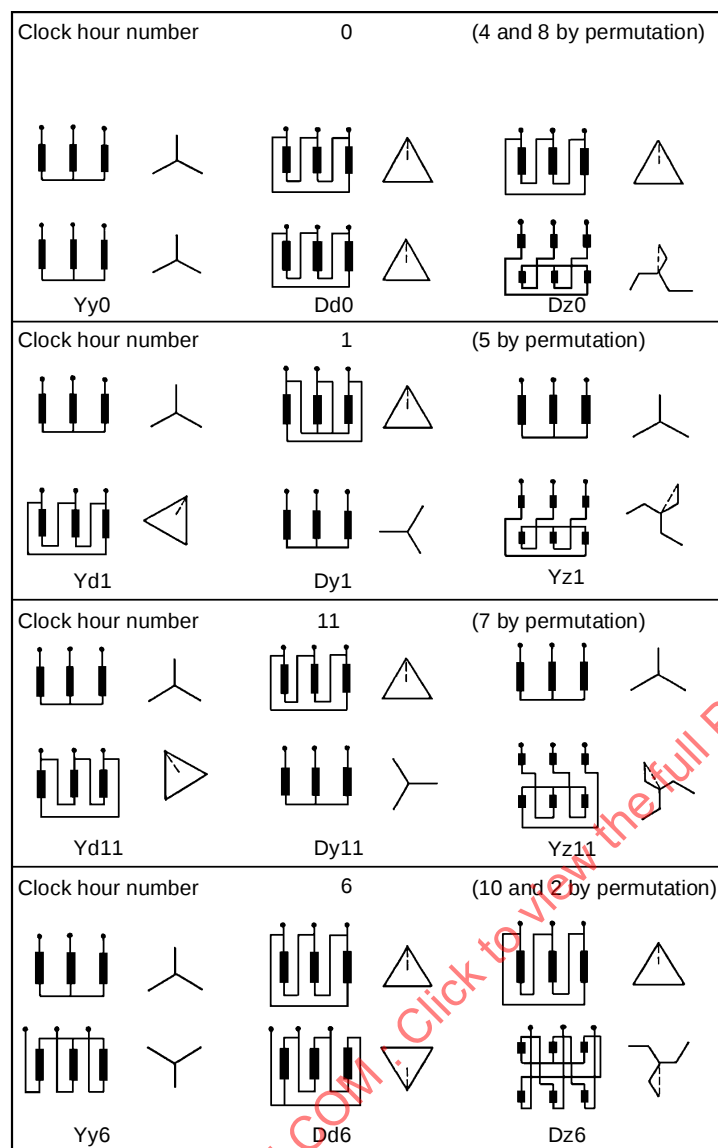


Figure 21 – Couplages communs des transformateurs triphasés et possibilités artificielles de marche en parallèle

6.2 Différence dans les rapports de transformation, courant de circulation

Si deux transformateurs ayant des rapports de transformation légèrement différents sont mis en parallèle sous tension, cela donnera lieu à un courant de circulation entre les transformateurs. L'amplitude approximative de ce courant est estimée de la façon suivante.



IEC 1143/97

Figure 21 – Common three-phase transformer connections, and some artificial paralleling possibilities

6.2 Difference in ratio, circulating current

If two transformers with slightly different ratios are energized in parallel, this will give rise to a circulating current between the transformers. The approximate magnitude of this current is assessed in the following way.

Deux transformateurs, a et b, de puissance assignée S_a et S_b et avec des impédances de court-circuit relatives z_a et z_b sont mis en parallèle sous tension à vide sur les deux côtés. La différence entre les tensions à vide induites U_a et U_b sur le côté opposé des transformateurs est exprimée comme une fraction p de la tension moyenne, que l'on suppose approximativement égale à la tension assignée U_r :

$$p = (U_a - U_b) / \frac{U_a + U_b}{2} \approx \frac{U_a - U_b}{U_r} \quad (56)$$

Cette différence de tension entraîne un courant de circulation dans la somme des deux impédances des transformateurs mis en parallèle. Comme celles-ci sont surtout inductives, le courant de circulation est aussi inductif.

Le courant de circulation I_c et la puissance réactive correspondante Q_c exprimés en fraction du courant assigné I_r et de la puissance assignée S_r des transformateurs respectifs seront approximativement

$$\frac{I_c}{I_{ra}} = \frac{Q_c}{S_{ra}} \approx \frac{p}{z_a + \frac{S_{ra}}{S_{rb}} \times z_b}; \quad \frac{I_c}{I_{rb}} = \frac{Q_c}{S_{rb}} \approx \frac{(-p)}{z_b + \frac{S_{rb}}{S_{ra}} \times z_a} \quad (57)$$

Si les deux transformateurs possèdent la même puissance assignée et la même impédance de court-circuit relative, on peut simplifier ces termes en

$$\pm \frac{p}{2z} \quad (58)$$

Exemple:

Quand $p = 0,01$ de la tension assignée et $z = 0,1$ en valeur relative, le courant de circulation sera 1/20 du courant assigné. Ce courant inductif se combine vectoriellement avec le courant de charge. La différence arithmétique entre les courants résultants dans les deux transformateurs devient très faible tant que le facteur de puissance de la charge est relativement élevé. La condition est en fait moins difficile qu'on ne le suppose le plus souvent.

L'analyse indique l'ordre de grandeur de l'amplitude du courant qui circule tandis que les changeurs de prises des deux transformateurs connectés en parallèle sont décalés d'un échelon pendant une opération de changement de prise du type «maître suiveur».

On peut même, dans certaines conditions, utiliser délibérément des prises décalées de façon à compenser la partie réactive d'un courant de circulation provoqué par des valeurs d'impédances de court-circuit différentes (voir paragraphe suivant).

6.3 Impédances de court-circuit inégales

Quand deux transformateurs ont des impédances de court-circuit égales, cela signifie qu'ils présentent la même chute de tension pour une application de charge relative égale (courant de charge égal en pourcentage du courant assigné ou puissance de charge égale en pourcentage de la puissance assignée). S'ils sont connectés en parallèle, ils se répartiront la charge au prorata de leurs valeurs respectives de puissance assignée.

Quand des transformateurs possédant des valeurs d'impédance de court-circuit inégales sont branchés en parallèle, le transformateur doté de la plus faible valeur d'impédance utilisera un pourcentage plus élevé de sa puissance assignée que le transformateur avec l'impédance plus élevée, pour que la chute de tension résultante soit la même pour les deux transformateurs. Cela peut provoquer une légère augmentation de la perte de puissance combinée en transformateur mais cela peut surtout restreindre la capacité de charge de l'installation.

Two transformers a and b with rated power S_a and S_b and with relative short-circuit impedances z_a and z_b are energized in parallel at no load from either side. The difference between the induced no-load voltages U_a and U_b on the opposite side of the transformers is expressed as a fraction p of the average voltage, which is assumed to be approximately equal to the rated voltage U_r :

$$p = (U_a - U_b) / \frac{U_a + U_b}{2} \approx \frac{U_a - U_b}{U_r} \quad (56)$$

This voltage difference drives the circulating current through the sum of the two parallel transformer impedances. As these are mainly inductive, the circulating current is also inductive.

The circulating current I_c , and the corresponding reactive power Q_c , expressed as a fraction of rated current I_r and rated power S_r of the respective transformers, will be, approximately

$$\frac{I_c}{I_{ra}} = \frac{Q_c}{S_{ra}} \approx \frac{p}{z_a + \frac{S_{ra}}{S_{rb}} \times z_b}; \quad \frac{I_c}{I_{rb}} = \frac{Q_c}{S_{rb}} \approx \frac{(-p)}{z_b + \frac{S_{rb}}{S_{ra}} \times z_a} \quad (57)$$

If both transformers have the same rated power and the same relative short-circuit impedance, these expressions simplify to:

$$\pm \frac{p}{2z} \quad (58)$$

Example:

When $p = 0,01$ of the rated voltage, and $z = 0,1$ per unit (p.u.), the circulating current will be 1/20 of the rated current. This inductive current combines vectorially with the load current. The arithmetic difference between the resulting currents in the two transformers becomes quite small as long as the load power factor is relatively high. The condition is indeed less difficult than often assumed.

The analysis indicates the order of magnitude of current which flows while tapchangers of two parallel-connected transformers are staggered one step during a leader-follower tapchanging operation.

Under certain conditions, staggered tapplings may even be deliberately utilized in order to compensate the reactive part of a circulating current caused by unlike short-circuit impedance values (see the following subclause).

6.3 Unequal short-circuit impedances

When two transformers have equal short-circuit impedances, this means that they present the same voltage drop for equal per unit loading (equal load current in per cent of rated current, or equal load power in per cent of rated power). If connected in parallel, they will share the load in proportion to their relative rated power values.

When transformers with unequal short-circuit impedance values are connected in parallel, the transformer with a lower impedance value will take up a higher percentage of its rated power than will the higher impedance transformer, so that the absolute voltage drop will be the same for both transformers. This may cause marginally increased combined power loss for the transformation but, above all, it may restrict the loadability of the installation.

Le déséquilibre est estimé comme suit.

Comme dans le paragraphe précédent, soit deux transformateurs a et b, avec une puissance assignée S_{ra} et S_{rb} et des impédances relatives z_a et z_b . Ces transformateurs ont un rapport de transformation égal. La charge à répartir est S . Les unités prendront respectivement S_a et S_b :

$$\frac{S_a}{S_{ra}} = \frac{S}{S_{ra} + \frac{z_a}{z_b} \times S_{rb}}; \quad \frac{S_b}{S_{rb}} = \frac{S}{S_{rb} + \frac{z_b}{z_a} \times S_{ra}} \quad (59)$$

Exemple:

Transformateur a: $S_{ra} = 10$ MVA, $z_a = 10$ %

b: $S_{rb} = 20$ MVA, $z_b = 12$ %

La charge combinée s'élève à $S = 27$ MVA, 90 % de la somme des valeurs des puissances assignées des transformateurs.

La charge réelle devient cependant

$$\frac{S_a}{S_{ra}} = 1,01; \quad \frac{S_b}{S_{rb}} = 0,84$$

$$S_a = 10 \times 1,01 \approx 10 \text{ MVA}; \quad S_b = 20 \times 0,84 \approx 17 \text{ MVA}$$

Le transformateur a est à pleine charge, tandis que le transformateur b est seulement utilisé à 84 % de sa puissance assignée.

La capacité de charge théorique de cette combinaison serait ainsi réduite d'environ 10 % si on établit une comparaison avec ce qui aurait pu être possible si la charge avait été répartie de façon idéale. Cependant, il convient de considérer ce résultat comme tout à fait raisonnable, s'il s'agit de combiner des transformateurs existants. Suivant la CEI 60076-1, la tolérance sur les impédances de court-circuit d'un transformateur nouveau, à la prise principale, est de 7,5 % à 10 % de la valeur déclarée. Pour les autres prises, la tolérance est encore plus grande.

L'influence des pertes combinées dues à la charge, en raison d'un défaut d'adaptation entre les deux transformateurs en parallèle, est pratiquement négligeable.

Il peut y avoir une possibilité de compensation partielle de l'effet des valeurs d'impédance de court-circuit différentes en décalant volontairement les changeurs de prises. Cependant, cette compensation ne fonctionne que pour la composante réactive du courant de charge et n'est donc effective que lorsque le facteur de puissance est relativement faible.

6.4 Variation des impédances de court-circuit à travers l'étendue des prises, influence de la disposition des enroulements

Le paragraphe 5.5 de la CEI 60076-1 examine les différents modes de spécification de l'impédance dans le cadre d'un appel d'offre pour un transformateur avec réglage par changement de prises. Il est souligné dans une note qu'une spécification complète de la variation le long de l'étendue des prises imposera la disposition des enroulements de manière tout à fait restrictive.

Les tolérances sur les valeurs d'impédance des prises individuelles sont traitées dans la CEI 60076-1 (article 9 et tableau 1). Dans l'annexe C de la CEI 60076-1 est également proposée une méthode en variante de spécification des prises par des limites autour de l'étendue permise, ce qui peut laisser plus de liberté dans des exemples pratiques.

The unbalance is estimated as follows.

As in the previous subclause, let a and b be two transformers with rated power S_{ra} and S_{rb} , and relative impedances z_a and z_b . The transformers have equal ratio. The load to be shared is S . The units will take up S_a and S_b respectively:

$$\frac{S_a}{S_{ra}} = \frac{S}{S_{ra} + \frac{z_a}{z_b} \times S_{rb}}; \quad \frac{S_b}{S_{rb}} = \frac{S}{S_{rb} + \frac{z_b}{z_a} \times S_{ra}} \quad (59)$$

Example:

Transformer a: $S_{ra} = 10$ MVA, $z_a = 10$ %

b: $S_{rb} = 20$ MVA, $z_b = 12$ %

The combined load is $S = 27$ MVA, 90 % of the sum of the rated power figures of the transformers.

The actual loading however becomes:

$$\frac{S_a}{S_{ra}} = 1,01; \quad \frac{S_b}{S_{rb}} = 0,84$$

$$S_a = 10 \times 1,01 \approx 10 \text{ MVA}; \quad S_b = 20 \times 0,84 \approx 17 \text{ MVA}$$

Transformer a is fully loaded, while transformer b has only taken up 84 % of its rated power.

The theoretical loadability of this combination would thus be reduced about 10 % in comparison with what would be possible if the load had been ideally shared. This should, however, be regarded as quite reasonable, if it is a question of combining already existing transformers. According to IEC 60076-1, the tolerance on specified short-circuit reactance for a new transformer at the principal tapping is 7,5 % to 10 % of the declared value. For other tapplings, the tolerance is wider.

The influence on combined load loss of the mismatch between the two parallel transformers is practically negligible.

Sometimes there is a possibility of partially compensating the effect of unlike short-circuit impedance values by deliberately staggering the tapchangers. This compensation, however, works only on the reactive component of load current, and is therefore effective only when the power factor is relatively low.

6.4 Variation of short-circuit impedance across the tapping range, influence of winding arrangement

Subclause 5.5 of IEC 60076-1 discusses different ways of specifying impedance in an enquiry for a transformer with tapchanger regulation. It is pointed out in a note that a complete specification of the impedance variation across the tapping range will dictate the arrangement of windings in a quite restrictive manner.

Tolerances on impedance values for individual tapplings are dealt with in IEC 60076-1 (clause 9 and table 1). There is also an alternative method of specifying tapplings by boundaries around a permitted range which may leave more freedom in the practical case (see annex C of IEC 60076-1).

La figure 22 illustre le schéma de variation typique des impédances série pour un transformateur doté d'un enroulement à prises séparé en série avec un enroulement principal haute tension. L'enroulement à prises peut être placé soit sur le même côté que l'enroulement basse tension comme enroulement principal - figure 22a -, soit sur le côté opposé - figure 22b.

La figure 22 est valable en principe tant pour un transformateur à colonnes à enroulements concentriques que pour un transformateur cuirassé à enroulements empilés axialement. Comparer, par exemple, deux transformateurs à colonnes avec la disposition suivante d'enroulements du noyau du circuit magnétique vers l'extérieur:

- basse tension – enroulement principal haute tension – enroulement à prises; voir figure 22a;
- enroulement à prises – basse tension – enroulement principal haute tension; voir figure 22b.

Les deux dispositions sont utilisées et les fabricants normalisent probablement l'une ou l'autre disposition s'ils préfèrent une solution d'une certaine étendue de puissance et de tension assignées. Néanmoins, les deux variantes comportent des sens de variation d'impédance opposés à travers l'étendue des prises.

La variation des spires actives dans les enroulements de réglage détermine la variation du flux de fuite et la variation correspondante de la perméance de fuite du transformateur quand l'enroulement de réglage est adjacent à l'enroulement principal HT (figure 22a); lorsque les spires de réglage insérées augmentent en s'additionnant aux spires principales, l'impédance de court-circuit croît, et elle décroît dans le cas contraire quand les spires de réglage insérées sont soustraites aux spires principales. Quand l'enroulement de réglage n'est pas adjacent à l'enroulement principal HT (figure 22b), l'effet de la variation des spires sur le sens de variation de la perméance de fuite est exactement inverse. De plus, la variation de la perméance de fuite est petite pour l'arrangement de la figure 22a et plus importante pour l'arrangement de la figure 22b.

L'impédance de court-circuit en pourcentage (et sa variation) reflète la perméance de fuite seulement (et sa variation) et doit être indépendante du côté considéré, à partir d'une puissance assignée constante prise en référence. Aussi, la variation de l'impédance de court-circuit absolue (en ohms) vue de l'enroulement à nombre des spires constant (BT) reflète seulement la variation de la perméance de fuite.

Les résultats donnés ci-dessus sont représentés par les courbes ① des figures 22a et 22b. On note une petite variation pour l'arrangement de la figure 22a et une variation plus prononcée pour l'arrangement de la figure 22b.

La variation absolue de l'impédance de court-circuit (en ohms), vue de l'enroulement HT à prises, reflète simultanément la variation de la perméance de fuite et le carré des spires actives, étant donné qu'elle dérive d'une valeur de référence proportionnelle au carré des spires actives. Avec l'arrangement de la figure 22a, la variation du carré des spires actives a la même pente que celle de la variation de la perméance de fuite, et donc la variation totale est accrue. Avec l'arrangement de la figure 22b, au contraire, la variation des spires actives a le sens inverse de la variation de la perméance de fuite, et la variation totale est donc atténuée. Cela est représenté par les courbes ② des figures 22a et 22b.

Ces considérations sont d'une importance particulière lors de l'analyse détaillée des courants de défauts de court-circuit dépendant des réglages réels des transformateurs.

Figure 22 illustrates the typical variation pattern of the series impedance for a transformer with a separate tapping winding in series with the high-voltage main winding. The tapping winding may be placed either on the same side of the low-voltage winding as the main winding, figure 22a or on the opposite side, figure 22b.

Figure 22 is equally valid for a core-form transformer with concentric windings and for a shell-form transformer with axially stacked windings. Compare, for example, two core-form transformers with the following winding arrangement, from the core outwards:

- low-voltage – high-voltage main winding – tapping winding, see figure 22a;
- tapping winding – low-voltage – high-voltage main winding, see figure 22b.

Both arrangements are in use and manufacturers probably standardize on either of them as their preferred solution in a certain range of rated power and voltage. But the two alternatives have opposite impedance variation trends across the tapping range.

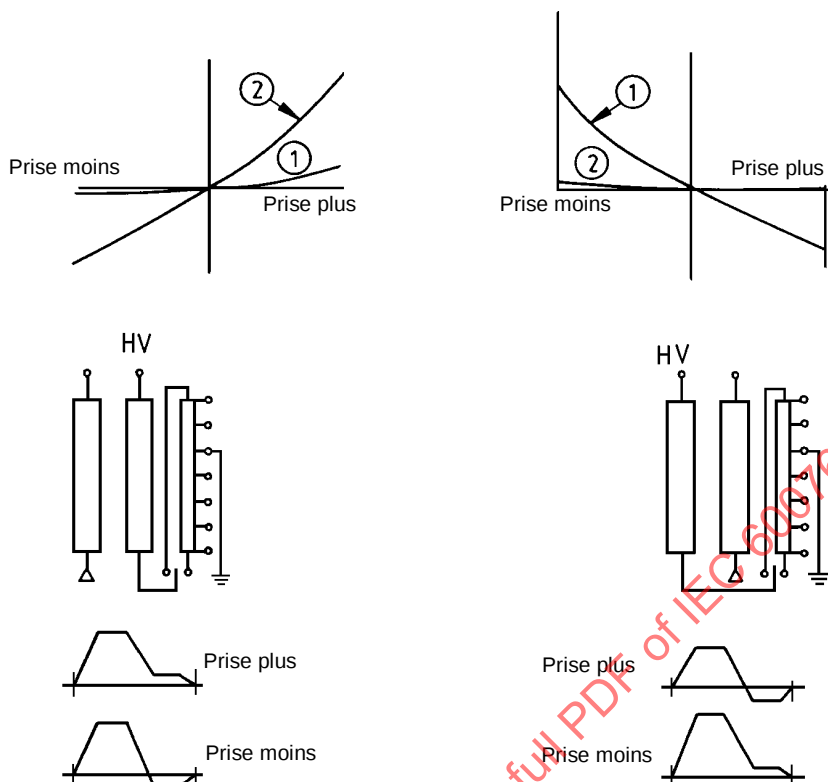
Variation of active turns in tapping winding causes the variation of the leakage flux pattern and of the corresponding leakage permeance of the transformer. This latter, when the tapping winding is adjacent to the main HV winding (figure 22a), increases when the regulating turns are increased in sum with the main winding and decreases when the regulating turns are increased in subtraction. When the tapping winding is not adjacent to the main HV winding (figure 22b), the effect of the turn variation on the trend of leakage permeance is exactly reversed. Moreover, the leakage permeance variation is small for the arrangement of figure 22a and more important for the arrangement of figure 22b.

The percentage short-circuit impedance (and its variation) reflects the leakage permeance only (and its variation) and must be independent of the side considered, assuming a constant rated power as reference. Also the absolute short-circuit impedance variation (in ohms), seen from the constant turn winding (LV), reflect the leakage permeance variation only.

The above statements are represented in curves ① of figures 22a and 22b. There is a small variation for the figure 22a arrangement and a more pronounced variation for the arrangement in figure 22b.

The absolute short-circuit variation (in ohms), seen from the variable turn winding (HV), reflects both the leakage permeance variation and the square of the active turns, since it is derived from a reference value, proportional to the square of the active turns. With the arrangement in figure 22a, the variation of the square of the active turns has the same trend of the leakage permeance variation and therefore the total variation is enhanced. With the arrangement in figure 22b, on the contrary, the variation of the active turns has the inverse trend of permeance variation and therefore the total variation is attenuated. This is represented by curves ② of figures 22a and 22b.

These matters are of importance particularly during the detailed analysis of through-fault short-circuit current, depending on actual transformer tapplings.



IEC 1144/97

Figure 22a – BT extérieure à HT et à enroulement de réglage

Figure 22b – BT entre HT et à enroulement de réglage

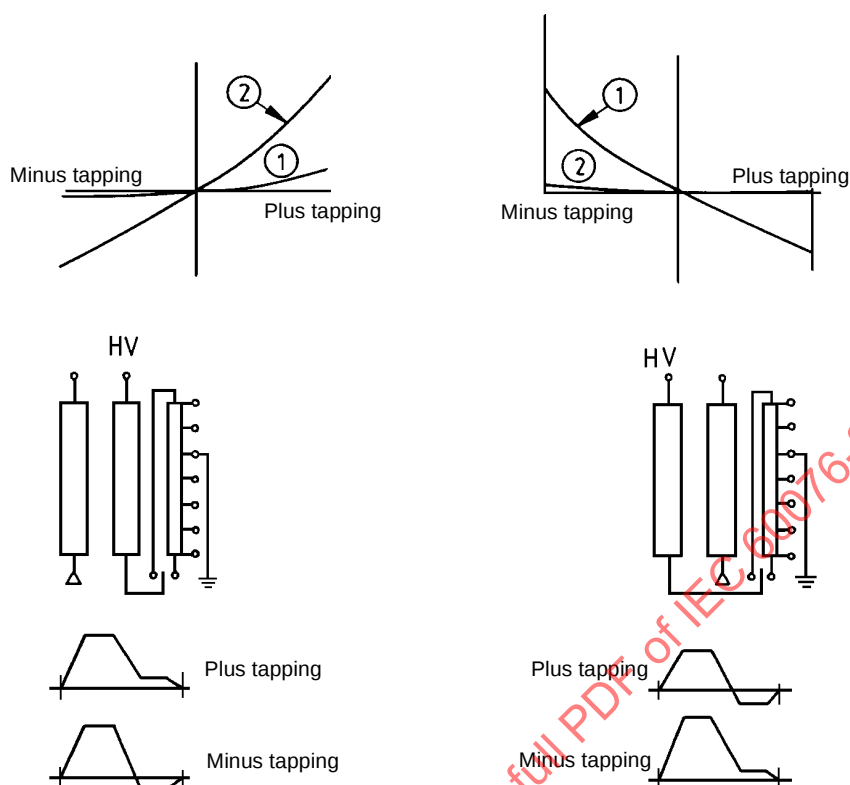
- ① Mode de variation de l'impédance en ohms vue de l'enroulement sans prise (ici BT)
- ② Mode de variation de l'impédance en ohms vue de l'enroulement à prises (ici HT)

Figure 22 – Variation de l'impédance à travers l'étendue des prises en fonction de la position de l'enroulement de réglage

7 Calcul de la chute de tension pour une charge spécifiée, pertes dues à la charge d'un transformateur à trois enroulements

7.1 Introduction: nécessité du calcul de la chute de tension

Les définitions CEI relatives à la puissance assignée d'un transformateur impliquent que la puissance assignée est la puissance fournie et que la tension de service appliquée aux bornes d'entrée pour la puissance active (bornes primaires) ne devrait pas, en principe, excéder la tension assignée (voir note en 4.1 de la CEI 60076-1).



IEC 1144/97

Figure 22a – LV winding external to HV and regulating winding

Figure 22b – LV winding between HV and regulating winding

- ① Impedance variation in ohms from the untapped winding side (low-voltage)
- ② Impedance variation in ohms from the tapped winding side (high-voltage)

Figure 22 – Variation of impedance across the tapping range depending on location of regulating winding

7 Calculation of voltage drop for a specified load, three-winding transformer load loss

7.1 Introduction: the need for voltage drop calculation

The IEC definitions concerning rated power and rated voltage of a transformer imply that rated power is input power, and that the service voltage applied to the input terminals for the active power (the primary terminals) should not, in principle, exceed the rated voltage (see the note in 4.1 of IEC 60076-1).

La tension de sortie maximale en charge est donc une tension assignée (ou une tension de prise) moins une chute de tension. La puissance de sortie au courant assigné et à la tension d'entrée assignée est en principe la puissance assignée moins la consommation d'énergie dans le transformateur (perte de puissance active et de puissance réactive).

En Amérique du Nord le «MVA rating» est basé sur le maintien de la tension secondaire assignée en imposant sur l'enroulement primaire la tension nécessaire destinée à compenser la chute de tension le long du transformateur pour le courant secondaire assigné et avec un $\cos \phi$ arrière ≥ 80 %. En utilisant cette méthode, la différence pratique dans le calcul de la chute de tension est de nature mineure. Les deux équations (67) reflètent cette contradiction.

La détermination de la tension assignée correspondante ou de la tension de prise qui est nécessaire pour disposer d'une tension de sortie spécifique à une application de charge spécifique implique donc un calcul de chute de tension, en utilisant la valeur connue ou estimée de l'impédance de court-circuit du transformateur. Ce paragraphe établit les expressions qui se conforment aux définitions CEI des caractéristiques assignées et des pertes du transformateur.

7.2 Impédance de court-circuit et diagramme équivalent d'un transformateur à deux enroulements

La chute de tension d'un transformateur est définie comme la différence arithmétique entre la tension à vide d'un enroulement et la tension en charge développée à ses bornes; voir 3.7.2 de la CEI 60076-1, ainsi que dans la CEI 60050(421), définition 07-03. Sauf indication contraire, la tension traversant l'autre enroulement (primaire) est supposée représenter la tension assignée (ou la tension de prise, selon le cas).

Le circuit classique équivalent d'un transformateur comporte une impédance série linéaire (pour un transformateur à plus de deux enroulements, un réseau d'impédances) à travers lequel se développe la chute de tension. L'impédance série est l'impédance de court-circuit, mesurée dans un essai individuel du transformateur. Voir la mesure de l'impédance de court-circuit et des pertes dues à la charge en 10.4 de la CEI 60076-1. La chute de tension est indépendante de la tension réelle puisque le courant magnétisant dépendant de la tension est négligé dans les calculs de chute de tension.

L'essai permet la séparation des impédances série en une résistance, représentant les pertes dues à la charge, et une réactance:

$$Z = R + jX$$

Par convention, l'impédance est exprimée relativement, comme une fraction de l'impédance de référence Z_{ref} du transformateur et exprimée en pourcentage. L'impédance relative s'écrit

$$z = r + jx \quad \text{où } z = 100 \frac{Z}{|Z_{\text{ref}}|}$$

$$\text{et } Z_{\text{ref}} \text{ devient à son tour } Z_{\text{ref}} = \frac{U_{\text{ref}}^2}{S_{\text{ref}}}$$

U_{ref} est la tension de l'enroulement à laquelle se réfèrent Z et Z_{ref} . (Sauf indication contraire, elle représente la tension assignée de l'enroulement, mais s'il est fait référence à une prise particulière différente de la prise principale, la tension de référence peut, à la place, être la tension de prise.) S_{ref} est la valeur de référence de la puissance pour la paire d'enroulements impliquée. Il s'agit normalement de la puissance assignée de l'un ou l'autre des enroulements, mais il convient que la valeur de référence soit toujours précisée pour éviter les malentendus.

The maximum output voltage under load is therefore a rated voltage (or tapping voltage) minus a voltage drop. The output power at rated current and rated input voltage is, in principle, the rated power minus the power consumption in the transformer (active power loss and reactive power).

In North America, the MVA rating is based on maintaining the rated secondary voltage by impressing on the primary winding the voltage necessary to compensate for the voltage drop across the transformer at rated secondary current and at a lagging power factor of 80 % or higher. Using this method, the practical difference in calculating the voltage drop is minor. Equations (67) show this contradiction.

The determination of the corresponding rated voltage or tapping voltage which is necessary to meet a specific output voltage at a specific loading, therefore involves a calculation of voltage drop, using known or estimated figures of transformer short-circuit impedance. This subclause derives the expressions which conform to the IEC definitions of ratings and losses of the transformer.

7.2 The short-circuit impedance and equivalent diagram of a two-winding transformer

The voltage drop of a transformer is defined as the arithmetic difference between the no-load voltage of a winding and the voltage developed at its terminals at a specified load; see 3.7.2 of IEC 60076-1, and IEC 60050(421), definition 07-03. Unless otherwise stated, the voltage across the other (primary) winding is taken as rated voltage (or tapping voltage, as the case may be).

The conventional equivalent circuit of the transformer contains a linear series impedance (for a multi-winding transformer, an impedance network) across which the voltage drop develops. The series impedance is identified with the short-circuit impedance, measured in a routine test of the transformer. See the measurement of short-circuit impedance and load loss in 10.4 of IEC 60076-1. The voltage drop is independent of the actual voltage as the voltage-dependent magnetizing current is neglected in voltage drop calculations.

The test permits separation of the series impedance into a resistance, representing the load loss, and a reactance:

$$Z = R + jX$$

Conventionally, the impedance is expressed in relative form, as a fraction of the reference impedance Z_{ref} of the transformer and expressed in per cent. The relative impedance is written:

$$z = r + jx \quad \text{where } z = 100 \frac{Z}{|Z_{\text{ref}}|}$$

$$\text{and } Z_{\text{ref}}, \text{ in turn is } Z_{\text{ref}} = \frac{U_{\text{ref}}^2}{S_{\text{ref}}}$$

U_{ref} is the voltage of the winding, to which Z and Z_{ref} are referred. (Unless otherwise specified, it is the rated voltage of the winding but, if a particular tapping other than the principal tapping is referred to, the reference voltage may be the tapping voltage instead.) S_{ref} is the reference value of power for the pair of windings involved. This is normally the rated power of either winding of the pair but the reference value should always be noted to avoid misunderstanding.

Pour un transformateur triphasé, Z et Z_{ref} sont les impédances par phase (connexion étoile équivalente); voir 3.7.1 de la CEI 60076-1. Selon la CEI 60076-1, la valeur relative ou en pourcentage de l'impédance est supposée être unique et identique, quel que soit l'enroulement mis sous tension et quel que soit l'enroulement mis en court-circuit pour l'essai.

7.3 Description de la charge

La charge du transformateur est exprimée comme une valeur arbitraire S de la puissance apparente (non identifiée avec la puissance assignée) et un angle de phase ϕ ou comme des valeurs séparées d'une charge active et réactive P et Q . La tension de la borne U_2 à laquelle la charge est délivrée sur le côté secondaire du transformateur est fournie avec cela.

La notation suit les conventions des nombres complexes sous forme polaire (valeur absolue $|S|$ et argument $\angle S$ ou ϕ) ou sous forme de composantes avec des parties réelles et imaginaires P et jQ comme décrit ci-dessous:

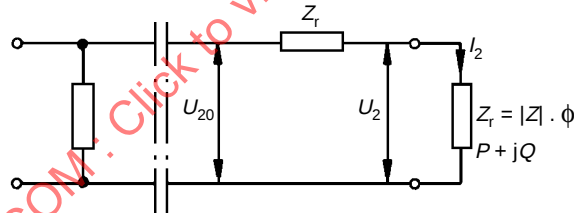
$$S = |S| \angle \phi = P + jQ = |S|(\cos \phi + j \sin \phi) \quad (60)$$

Cette charge peut être exprimée comme une impédance de charge Z_L (ohms par phase):

$$Z_L = \frac{U_2^2}{S} (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (61)$$

Cette charge peut aussi être décrite comme un courant de charge I_2 , avec un angle de phase ϕ de cette charge (l'angle de phase entre la tension de la borne U_2 et le courant I_2).

$$\angle U_2 = \angle I_2 + \phi \quad (62)$$



IEC 1145/97

Figure 23 – Schéma unifilaire équivalent, transformateur avec impédance série Z_T , chargé avec l'impédance Z_L

Dans un schéma unifilaire représentant l'application d'une charge triphasée symétrique, U_{20} et U_2 doivent être remplacés par $U_{20} / \sqrt{3}$ et $U_2 / \sqrt{3}$ (pour un couplage étoile équivalent). Cela ne génère cependant aucune modification dans le texte qui suit.

7.4 Equations de la chute de tension

Le transformateur à vide a une tension secondaire U_{20} . Avec la charge connectée, la tension de la borne secondaire devient U_2 .

For a three-phase transformer, Z and Z_{ref} are impedances per phase (equivalent star connection); see 3.7.1 of IEC 60076-1. According to IEC 60076-1, the relative, or percentage, value of impedance is presupposed to be one and the same, regardless which of the two involved windings is energized and which is short-circuited in the test.

7.3 Description of the load

The load on the transformer is expressed as an arbitrary value S of apparent power (not identified with rated power), and a phase angle ϕ , or as separate values of active and reactive load, P and Q . Together with this is given the terminal voltage, U_2 , at which the load is delivered on the secondary side of the transformer.

The notation follows conventions for complex numbers in polar form (absolute value $|S|$ and argument $\angle S$ or ϕ) or with real and imaginary parts P and jQ , as shown below:

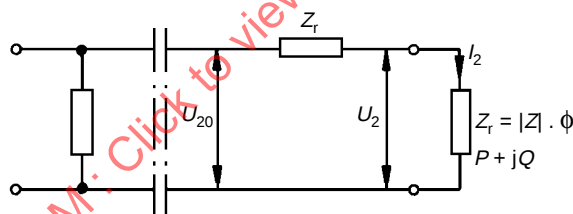
$$S = |S| \angle \phi = P + jQ = |S|(\cos \phi + j \sin \phi) \quad (60)$$

This load may be expressed as a load impedance Z_L (ohms per phase).

$$Z_L = \frac{U_2^2}{S} (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (61)$$

The load may also be described as a load current I_2 , together with the phase angle ϕ of the load (the phase angle between terminal voltage U_2 and current I_2).

$$\angle U_2 = \angle I_2 + \phi \quad (62)$$



IEC 1145/97

Figure 23 – Single-line equivalent diagram – transformer with series impedance Z_T , loaded with impedance Z_L

In the single-line diagram representing symmetrical three-phase loading, U_{20} and U_2 are to be replaced by $U_{20} / \sqrt{3}$ et $U_2 / \sqrt{3}$ (for equivalent star connection). However, this makes no change in the following text.

7.4 The voltage drop equations

The transformer at no load has a secondary voltage U_{20} . With the load connected, the secondary terminal voltage changes to U_2 .

En utilisant la notation d'impédance, la relation entre U_2 et U_{20} devient (voir figure 23)

$$\frac{U_2}{U_{20}} = \frac{Z_L}{Z_L + Z_T} \quad (63)$$

La chute de tension est définie comme la différence arithmétique

$$\Delta U_2 = |U_{20}| - |U_2| \quad (64)$$

Combinée avec l'équation (63):

$$\Delta U_2 = |U_2| \times \left(\left| \frac{Z_L + Z_T}{Z_L} \right| - 1 \right); \quad \Delta U_2 = |U_{20}| \times \left(1 - \left| \frac{Z_L}{Z_L + Z_T} \right| \right) \quad (65)$$

Insérer les composantes de l'impédance du transformateur dans l'expression de l'impédance de la charge selon l'équation (61):

$$\begin{aligned} \left(\frac{Z_L + Z_T}{Z_L} \right) &= \left(1 + \frac{Z_T}{Z_L} \right) = \left(1 + \left| \frac{S}{U_2^2} \right| (R_T + j X_T) (\cos \phi - j \sin \phi) \right) \\ &= \left(1 + \left| \frac{S}{U_2^2} \right| (X_T \sin \phi + R_T \cos \phi) + j \left| \frac{S}{U_2^2} \right| (X_T \cos \phi - R_T \sin \phi) \right) = (1 + A + jB) \end{aligned} \quad (66)$$

Les modules du terme et de son inverse sont

$$\left. \begin{aligned} \left((1 + A)^2 + B^2 \right)^{\frac{1}{2}} &= 1 + A + \frac{B^2}{2} + \dots \\ \left((1 + A)^2 + B^2 \right)^{-\frac{1}{2}} &= 1 - A + A^2 - \frac{B^2}{2} + \dots \end{aligned} \right\} \quad (67)$$

La chute de tension devient alors

$$\Delta U_2 = |U_2| \left(A + \frac{B^2}{2} + \dots \right); \quad \Delta U_2 = |U_{20}| \left(A - A^2 + \frac{B^2}{2} + \dots \right) \quad (68)$$

La chute de tension est une différence du premier ordre et les termes entre parenthèses à leur tour sont des différences du second ordre, selon que le calcul vient de la tension de la borne U_2 ou de la tension à vide équivalente U_{20} . Ce raffinement est habituellement négligeable (voir l'exemple numérique dans le paragraphe suivant).

Le premier terme A dans le développement est interprété géométriquement comme la projection du phaseur de chute de tension $I_2 Z_T$ sur le phaseur de U_2 (voir figure 24).

Using the impedance notation, the relation between U_2 and U_{20} becomes (see figure 23)

$$\frac{U_2}{U_{20}} = \frac{Z_L}{Z_L + Z_T} \quad (63)$$

The voltage drop is defined as the arithmetic difference

$$\Delta U_2 = |U_{20}| - |U_2| \quad (64)$$

Combine with equation (63):

$$\Delta U_2 = |U_2| \times \left(\left| \frac{Z_L + Z_T}{Z_L} \right| - 1 \right); \quad \Delta U_2 = |U_{20}| \times \left(1 - \left| \frac{Z_L}{Z_L + Z_T} \right| \right) \quad (65)$$

Insert the components of the transformer impedance in the expression of the load impedance according to equation (61):

$$\begin{aligned} \left(\frac{Z_L + Z_T}{Z_L} \right) &= \left(1 + \frac{Z_T}{Z_L} \right) = \left(1 + \left| \frac{S}{U_2^2} \right| (R_T + j X_T) (\cos \phi - j \sin \phi) \right) \\ &= \left(1 + \left| \frac{S}{U_2^2} \right| (X_T \sin \phi + R_T \cos \phi) + j \left| \frac{S}{U_2^2} \right| (X_T \cos \phi - R_T \sin \phi) \right) = (1 + A + jB) \end{aligned} \quad (66)$$

The moduli of the expression, and of its inverse, are

$$\left. \begin{aligned} \left((1 + A)^2 + B^2 \right)^{\frac{1}{2}} &= 1 + A + \frac{B^2}{2} + \dots \\ \left((1 + A)^2 + B^2 \right)^{-\frac{1}{2}} &= 1 - A + A^2 - \frac{B^2}{2} + \dots \end{aligned} \right\} \quad (67)$$

The voltage drop is therefore

$$\Delta U_2 = |U_2| \left(A + \frac{B^2}{2} + \dots \right); \quad \Delta U_2 = |U_{20}| \left(A - A^2 + \frac{B^2}{2} + \dots \right) \quad (68)$$

The voltage drop is a first order difference and the expressions in the parentheses in turn differ by a second order difference, depending on whether the calculation is based on the terminal voltage U_2 or the equivalent no-load voltage U_{20} . This refinement is usually negligible (see the numerical example in the following subclause).

The first term, A , in the expansion is geometrically interpreted as the projection of the voltage drop phasor $I_2 Z_T$ on the U_2 phasor (see figure 24).

La chute de tension arithmétique ΔU_2 , comme défini, est en général considérablement inférieure à la valeur absolue $|I_2 Z_T|$ de la chute de tension vectorielle $I_2 Z_T$ qui représente également la différence de déphasage entre U_{20} et U_2 . La valeur absolue de la chute de tension vectorielle est indépendante du déphasage de la charge ϕ .

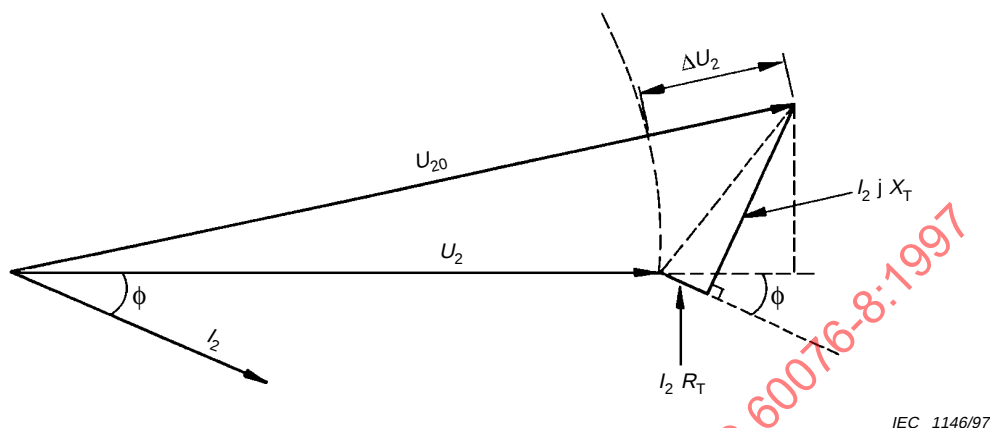


Figure 24 – Schéma du phaseur montrant la chute de tension vectorielle et arithmétique

Pour tous les transformateurs de grande puissance, la partie réactive de l'impédance série est beaucoup plus importante que la partie résistive. X_T est en général 5 % à 20 %. R_T est inférieur à 1 %.

Si le déphasage est négatif (application d'une charge capacitive ou partiellement capacitive), la chute de tension peut être négative. La tension secondaire s'élève au-dessus de la valeur à vide quand la charge est connectée.

7.5 Calcul de la chute de tension en pourcentage

L'impédance du transformateur est exprimée en pourcentage, basé sur les valeurs assignées de puissance et de tension, respectivement S_r et U_r (voir 6.2).

$$z_T = r_T + j x_T = \frac{Z_T}{Z_r} \times 100 = \frac{S_r}{U_r^2} \times Z_T \times 100$$

Supposons que la tension de référence U_r (tension assignée ou tension de prise) soit au moins presque égale à la tension secondaire réelle U_2 .

Alors l'expression du rapport des tensions par l'équation (66) peut être réécrite

$$\left(\frac{Z_L + Z_T}{Z_L} \right) = \left(1 + \left| \frac{S}{S_r} \right| \left(\frac{x_T}{100} \sin \phi + \frac{r_T}{100} \cos \phi \right) + j \left| \frac{S}{S_r} \right| \left(\frac{x_T}{100} \cos \phi + \frac{r_T}{100} \sin \phi \right) \right) \quad (69)$$

Ce rapport S/S_r est le rapport de l'application réelle de la charge sur la puissance assignée et c'est aussi le rapport entre le courant réel de charge et le courant assigné.

The arithmetic voltage drop ΔU_2 , as defined, is usually considerably less than the absolute value $|I_2 Z_T|$ of the vectorial voltage drop $I_2 Z_T$ which also represents the phase angle difference between U_{20} and U_2 . The absolute value of the vectorial voltage drop is independent of load phase angle ϕ .

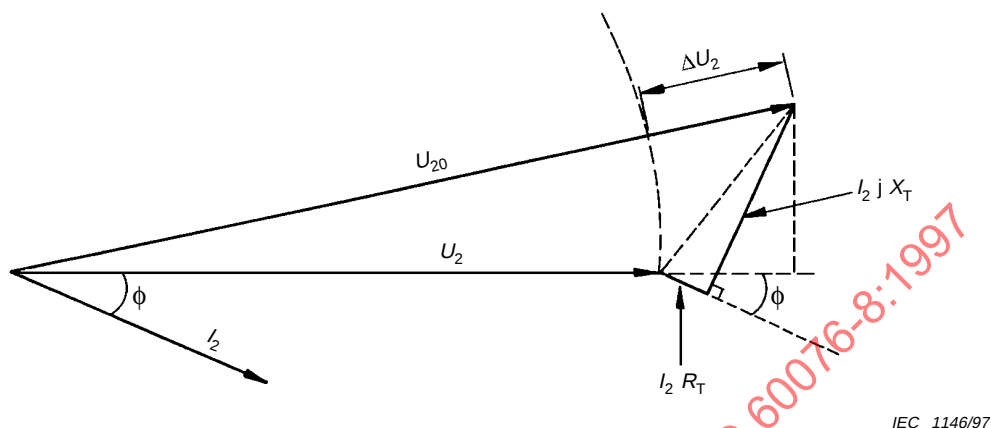


Figure 24 – Phasor diagram showing vectorial and arithmetic voltage drop

For all large power transformers, the reactive part of the series impedance is much larger than the resistive part. X_T is typically 5 % to 20 %; R_T is less than 1 %.

If the phase angle is negative (capacitive or partly capacitive loading), the voltages drop may come out negative. The secondary voltage then rises above its no-load value when the load is connected.

7.5 Voltage drop calculation in per cent notation

The transformer impedance is expressed in per cent, based on rated values of power and voltage, S_r and U_r respectively (see 6.2):

$$Z_T = r_T + j x_T = \frac{Z_T}{Z_r} \times 100 = \frac{S_r}{U_r^2} \times Z_T \times 100$$

Assume that the reference voltage U_r (rated voltage or tapping voltage) is at least approximately equal to the actual secondary voltage U_2 .

Then the voltage ratio expression in equation (65) may be rewritten

$$\left(\frac{Z_L + Z_T}{Z_L} \right) = \left(1 + \left| \frac{S}{S_r} \right| \left(\frac{x_T}{100} \sin \phi + \frac{r_T}{100} \cos \phi \right) + j \left| \frac{S}{S_r} \right| \left(\frac{x_T}{100} \cos \phi + \frac{r_T}{100} \sin \phi \right) \right) \quad (69)$$

The ratio S/S_r is the ratio of actual loading over rated power and this is also the ratio of actual load current over rated current.

L'exemple numérique représentatif suivant illustre les amplitudes relatives des différents termes.

Exemple

50 % d'application d'une charge, c'est-à-dire $\frac{S}{S_r} = 0,5$, $x = 15$ %, $r = 0,7$ %, $\cos \phi = 0,8$ inductive

Si $\cos \phi = 0,8$, $\sin \phi = 0,6$. Le terme d'impédance devient

$$1 + 0,50 (0,15 \times 0,6 + 0,007 \times 0,8) + j 0,50 (0,15 \times 0,8 - 0,007 \times 0,6) \\ = 1 + 0,048 + j 0,058$$

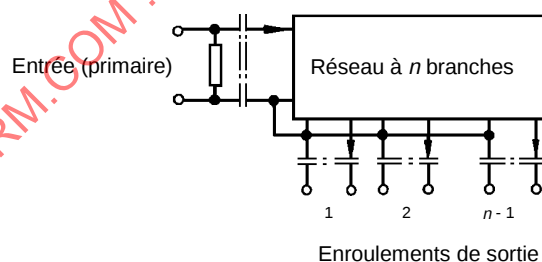
Le pourcentage de la chute de tension devient

$$\frac{U_{20}}{U_2} - 1 = (|1,048 + j 0,058| - 1) = 0,050 \text{ soit } 5 \%$$

Observons que la première approximation de la chute de tension (en prenant le terme A directement) pourrait donner le résultat de 4,8 %, contre 5,0 % pour le calcul complet, une approximation qui est satisfaisante en pratique, et est meilleure que l'exactitude globale des mesures en service.

7.6 Schéma équivalent pour les transformateurs à plus de deux enroulements, éléments d'impédance équivalents en T pour un transformateur à trois enroulements

Le schéma unifilaire équivalent pour un transformateur à deux enroulements, qui est en accord avec les définitions et essais de la CEI 60076-1, est présenté à la figure 23. Une extension analogue à un transformateur à enroulements multiples est représentée à la figure 25. Celle-ci indique une paire de bornes primaires, par lesquelles la puissance active est fournie au transformateur et un ensemble d'enroulements de sortie: secondaire, tertiaire... Le schéma comporte l'élément d'admittance magnétisante placé aux bornes d'entrée. Les transformateurs idéaux représentant les rapports des spires à vide entre les différents enroulements sont connectés au réseau linéaire des impédances séries qui pour un transformateur à n -enroulements comporte $\frac{n(n-1)}{2}$ éléments indépendants.



IEC 1147/97

Figure 25 – Schéma unifilaire équivalent d'un transformateur à plus de deux enroulements

The following representative numerical example illustrates the relative magnitudes of the different terms.

Example:

50 % loading i.e. $\frac{S}{S_r} = 0,5$, $x = 15 \%$, $r = 0,7 \%$, $\cos \phi = 0,8$ inductive

If $\cos \phi = 0,8$, $\sin \phi = 0,6$. The voltage ratio expression becomes

$$1 + 0,50 (0,15 \times 0,6 + 0,007 \times 0,8) + j 0,50 (0,15 \times 0,8 - 0,007 \times 0,6) \\ = 1 + 0,048 + j 0,058$$

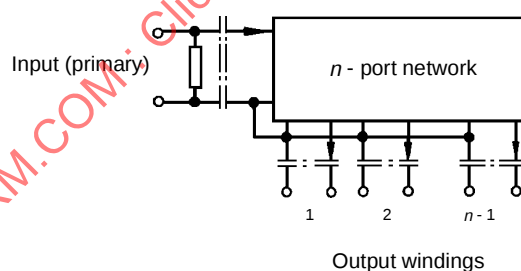
The percentage voltage drop becomes

$$\frac{U_{20}}{U_2} - 1 = (|1,048 + j0,058| - 1) = 0,050 \text{ or } 5 \%$$

Observe that the first approximation of the voltage drop, taking the term A directly, would give the result 4,8 %, as against 5,0 % for the complete calculation, an approximation which is satisfactory for practical purposes and is better than the overall accuracy of measurements in service.

7.6 Equivalent diagram for multi-winding transformers, T-equivalent impedance elements for a three-winding transformer

The equivalent single-line diagram for a two-winding transformer, which is in agreement with the definitions and tests of IEC 60076-1, is presented in figure 23. An analogous extension to a multi-winding transformer is shown in figure 25. This figure indicates a pair of primary terminals, at which active power is supplied to the transformer, and a set of output windings; secondary, tertiary... The diagram contains the magnetizing admittance element placed at the input terminals. Ideal transformers representing the no-load turns ratios between different windings are connected to the linear network of series impedances which for an n -winding transformer contains $\frac{n(n-1)}{2}$ independent elements.



IEC 1147/97

Figure 25 – Single-line equivalent diagram of multi-winding transformer

Ce schéma équivalent correspond à un ensemble d'équations linéaires de chutes de tension. Les éléments d'impédance indépendants peuvent en principe être évalués à partir par exemple de l'ensemble des mesures indépendantes des impédances de court-circuit de toutes les combinaisons d'enroulements, pris deux à deux.

Dans un transformateur à trois enroulements, le réseau d'impédances série comporte trois éléments. On sait de par la théorie des circuits comment une configuration en triangle de tels éléments peut toujours être transfigurée en étoile ou en T et vice versa. La configuration en T convient par exemple pour l'analyse du flux de puissance réactive du réseau à travers un transformateur à trois enroulements. Les trois éléments en T sont évalués à partir des valeurs des combinaisons d'enroulements pris deux à deux comme représenté à la figure 26.

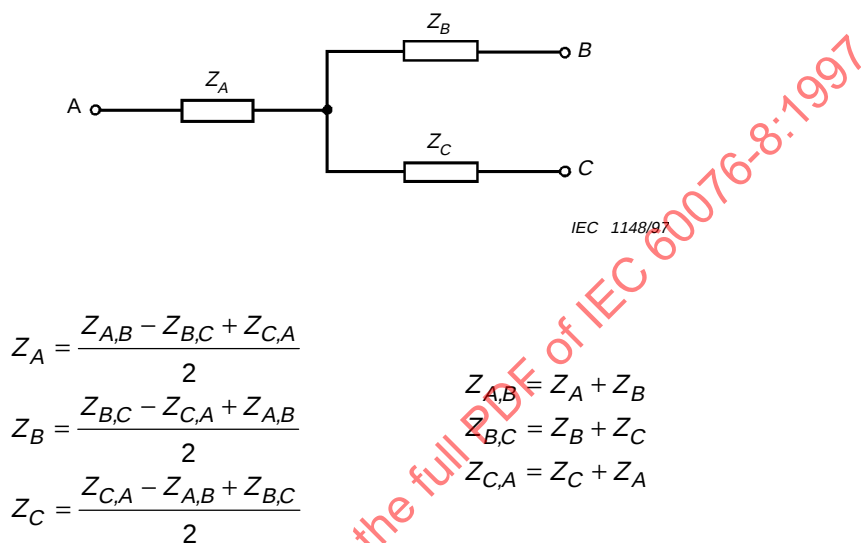


Figure 26 – Impédances d'un transformateur à trois enroulements

Les éléments en étoile sont des combinaisons algébriques des grandeurs physiques. Il est possible, et non absurde, que l'un des éléments puisse sortir avec une réactance négative. C'est typiquement le cas pour un élément associé à un enroulement qui est physiquement placé entre deux autres.

La séparation des résistances en éléments en étoile implique que les pertes mesurées dues à la charge pour les différentes combinaisons d'enroulements pris deux à deux soient attribuées à des enroulements individuels. Cette procédure est acceptée par convention, mais son exactitude est douteuse pour les grands transformateurs dans lesquels les pertes dans les enroulements par courants de Foucault et les pertes dues au flux de fuite dans d'autres parties sont d'une importance considérable. Ces composantes de pertes ne se prêtent pas aux combinaisons linéaires selon la procédure simple indiquée ici.

7.7 Attribution des pertes dues à la charge aux enroulements individuels dans les transformateurs à trois enroulements

7.7.1 Cas général

Le paragraphe précédent décrit comment les impédances série d'un transformateur à trois enroulements sont mesurées comme des combinaisons d'enroulements pris deux à deux, puis attribuées à chacun des trois enroulements séparés par une transformation linéaire pour former une configuration en étoile. Il faut répéter que ce n'est qu'une astuce mathématique. Il n'existe pas de réalité physique de l'existence d'une impédance série d'un enroulement individuel, dès lors que l'impédance n'existe qu'entre enroulements.

This equivalent diagram corresponds to a set of linear voltage drop equations. The individual impedance elements can in principle be evaluated from, for example, the set of independent measurements of short-circuit impedances for all two-winding combinations.

In a three-winding transformer, the series impedance network has three elements. It is known from circuit theory how a triangle configuration of three such elements can always be transformed into a star, or T, configuration and vice versa. The T configuration is suitable for system analysis e.g. of the flow of reactive power through a three-winding transformer. The three T-elements are evaluated from the parameters of two-winding combinations as shown in figure 26.

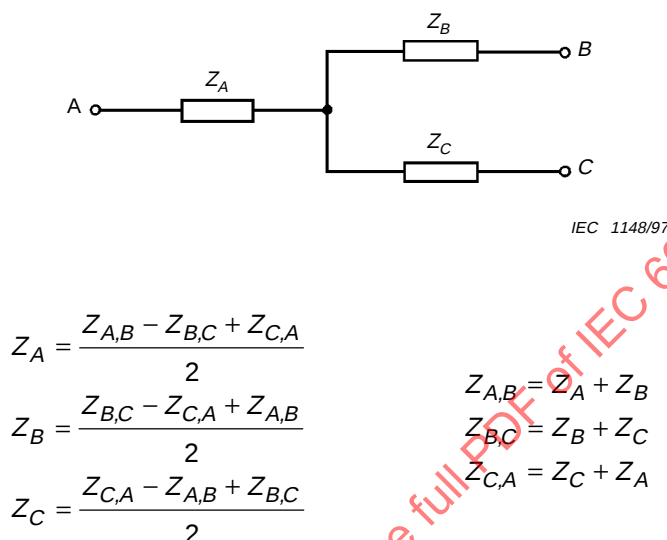


Figure 26 – Three-winding transformer impedances

The star elements are algebraic combinations of physical quantities. It is possible, and not absurd, that one of the elements may come out with negative reactance. This is typically the case for an element associated with a winding that is physically placed between the other two.

The separation of resistances into star elements implies that the measured load losses for the different two-winding combinations are allocated to the individual windings. This procedure is conventionally accepted, but has doubtful accuracy for large transformers where eddy losses in windings and stray flux losses in other parts are of considerable importance. These loss components do not lend themselves well to linear combinations according to the simple procedure indicated here.

7.7 Allocation of load losses to individual windings in three-winding transformers

7.7.1 The general case

The preceding subclause describes how series impedances in a three-winding transformer are measured as two-winding combinations and then allocated to each of the three separate windings by a linear transformation to form a star configuration. It must be repeated that this is only a mathematical trick; there is no such thing, physically, as the series impedance of an individual winding since the impedances only exist between windings.

Une procédure correspondante s'applique aux pertes dues à la charge des transformateurs à trois enroulements pour une combinaison spécifique de charge. Dans ce contexte, faisons référence aux enroulements tels que «H» (haute tension), «X» (tension intermédiaire) et «T» (tertiaire basse tension). Les valeurs des pertes dues à la charge sont définies avec l'impédance série pour les trois combinaisons possibles d'enroulements pris deux à deux:

$$P_{HX}, P_{HT}, P_{XT}$$

Ces mesures peuvent avoir été réalisées avec des courants d'enroulements correspondant aux valeurs différentes de la puissance de référence, parce qu'usuellement l'enroulement tertiaire a une valeur de puissance assignée plus basse. Pour la transformation suivante, il est commode de prendre les mesures sur la base de la puissance de référence S' en les proportionnant par le carré du courant:

$$P'_{HX}, P'_{HT}, P'_{XT}$$

Les courants de référence des enroulements respectifs sont

$$I'_H, I'_X, I'_T$$

L'attribution des pertes pour chacun des enroulements individuels est effectuée par la transformation:

$$\left. \begin{aligned} P'_H &= \frac{1}{2} (P'_{HX} + P'_{HT} - P'_{XT}) \\ P'_X &= \frac{1}{2} (P'_{HX} - P'_{HT} + P'_{XT}) \\ P'_T &= \frac{1}{2} (-P'_{HX} + P'_{HT} + P'_{XT}) \end{aligned} \right\} \quad (70)$$

Pour une combinaison de charge donnée, avec les courants réels des enroulements égaux à I_H, I_X, I_T , les pertes résultantes pour chacun des enroulements sont encore proportionnelles au carré du courant à partir des valeurs de référence ci-dessus. Les pertes résultantes dues à la charge P_K pour la totalité du transformateur représentent la somme des valeurs de pertes attribuées aux trois enroulements individuels:

$$P_K = \left(\frac{I_H}{I'_H} \right)^2 \times P'_H + \left(\frac{I_X}{I'_X} \right)^2 \times P'_X + \left(\frac{I_T}{I'_T} \right)^2 \times P'_T \quad (71)$$

En termes de puissance apparente dans les enroulements, la formule se lit

$$P_K = \left(\frac{S_H}{S'} \right)^2 \times P'_H + \left(\frac{S_X}{S'} \right)^2 \times P'_X + \left(\frac{S_T}{S'} \right)^2 \times P'_T \quad (72)$$

Notons que les valeurs de puissance dans la formule ci-dessus sont interprétées en termes de courant réel et de tension à vide correspondante pour les enroulements avec charge sortante, non en termes de tension réelle sur les bornes, incorporant la chute de tension dans le transformateur.

A corresponding procedure is applied to the load loss of three-winding transformers for a specific loading combination. Let us in this context refer to the windings as H (high-voltage), X (intermediate voltage), T (low-voltage tertiary). Figures of load loss are determined together with series impedance for the three possible two-winding combinations:

$$P_{HX}; P_{HT}; P_{XT}$$

These measurements may have been taken with currents in the windings corresponding to different values of reference power, because the tertiary winding usually has a lower assigned value of rated power. For the following transformation it is convenient to bring the measurements to a common basis of reference power, S' , proportioning by the square of the current:

$$P'_{HX}; P'_{HT}; P'_{XT}$$

The reference currents in the respective windings are

$$I'_H; I'_X; I'_T$$

The allocation of losses to the individual windings is made by the transformation

$$\left. \begin{aligned} P'_H &= \frac{1}{2} (P'_{HX} + P'_{HT} - P'_{XT}) \\ P'_X &= \frac{1}{2} (P'_{HX} - P'_{HT} + P'_{XT}) \\ P'_T &= \frac{1}{2} (-P'_{HX} + P'_{HT} + P'_{XT}) \end{aligned} \right\} \quad (70)$$

For a given load combination, with actual currents in the windings equal to I_H, I_X, I_T , the resulting loss for each winding is again proportional to the square of current (or power) from the reference figures above. The resulting load loss P_K for the whole transformer is the sum of these three single-winding allocated loss figures:

$$P_K = \left(\frac{I_H}{I'_H} \right)^2 \times P'_H + \left(\frac{I_X}{I'_X} \right)^2 \times P'_X + \left(\frac{I_T}{I'_T} \right)^2 \times P'_T \quad (71)$$

In terms of apparent power in the windings the formula reads

$$P_K = \left(\frac{S_H}{S'} \right)^2 \times P'_H + \left(\frac{S_X}{S'} \right)^2 \times P'_X + \left(\frac{S_T}{S'} \right)^2 \times P'_T \quad (72)$$

Note that power figures in the formula above are interpreted in terms of actual current and corresponding no-load voltage for windings with outgoing load, not actual voltage on the terminals, incorporating voltage drop in the transformer.

L'algorithme utilisé pour le calcul des pertes combinées à trois enroulements est valable pour les transformateurs monophasés et triphasés, et pas uniquement pour les transformateurs à enroulements séparés mais aussi pour un transformateur à trois enroulements dans lequel deux enroulements sont autoconnectés (autotransformateurs).

7.7.2 Cas d'un autotransformateur

L'attribution des pertes dues à la charge pour les enroulements physiques individuels, pour estimer l'échauffement des enroulements individuels dans une combinaison de charge spécifique, est plus compliquée pour un autotransformateur. Cela est dû au fait que les enroulements physiques d'une paire autoconnectée ne sont pas identiques aux enroulements au sens standard. Nous devons examiner l'enroulement série S , l'enroulement commun C , les parties physiquement séparées de la paire autoconnectée au lieu des enroulements haute tension et tension intermédiaire.

Rappelons la définition du facteur de réduction en autotransformateur (voir 3.1 et 3.2):

$$\alpha = \frac{U_H - U_X}{U_H} = \frac{I_X - I_H}{I_X}$$

Il s'agit du rapport entre la puissance vraie apparente et des enroulements physiques S ou C et la puissance traversante entre des enroulements formels H et X .

Considérons le cas à deux enroulements quand la puissance de référence S' traverse les enroulements H et X .

L'enroulement série a une tension: $U_H - U_X = \alpha U_H$, tandis que son courant est I'_H .

La tension traversant l'enroulement commun est U_X et son courant de référence est

$$I'_C = I'_X - I'_H = \alpha I'_X$$

La puissance de référence équivalente pour les enroulements physiques autoconnectés n'est pas tout simplement S' mais $\alpha S'$.

Les trois combinaisons de pertes d'enroulements pris deux à deux, faisant toutes référence à la puissance traversante S' , sont illustrées à la figure 27. Le courant réel dans l'enroulement C est différent dans les trois cas.

The algorithm for calculation of the combined three-winding loss is valid for single-phase and three-phase transformers, and not only for separate-winding transformers but also a three-winding transformer where two windings are auto-connected.

7.7.2 The case of an auto-connected transformer

The allocation of the load losses to individual physical windings, in order to estimate temperature rise of individual windings under a specific load combination, is more complicated for an auto-connected transformer. This is because the physical windings of the auto-connected pair are not identical with the windings in the sense of the standards. We must study the series winding S and the common winding C , the physically separate parts of the auto-connected pair instead of the high-voltage and the intermediate voltage windings.

The definition of the reduction factor of the auto-connection is recalled (see 3.1 and 3.2):

$$\alpha = \frac{U_H - U_X}{U_H} = \frac{I_X - I_H}{I_X}$$

This is the ratio between the true apparent power of the physical windings S or C , and the throughput power between the formal windings H and X .

Consider the two-winding case when reference power S' is transformed between windings H and X .

The series winding has voltage $U_H - U_X = \alpha U_H$, while its current is I'_H .

The voltage across the common winding is U_X and its reference current is

$$I'_C = I'_X - I'_H = \alpha I'_X$$

The equivalent reference power for the auto-connected physical windings is not S' , but $\alpha S'$.

The three two-winding loss combinations, all referred to throughput power S' are illustrated in figure 27. The actual current in winding C is different in the three cases.

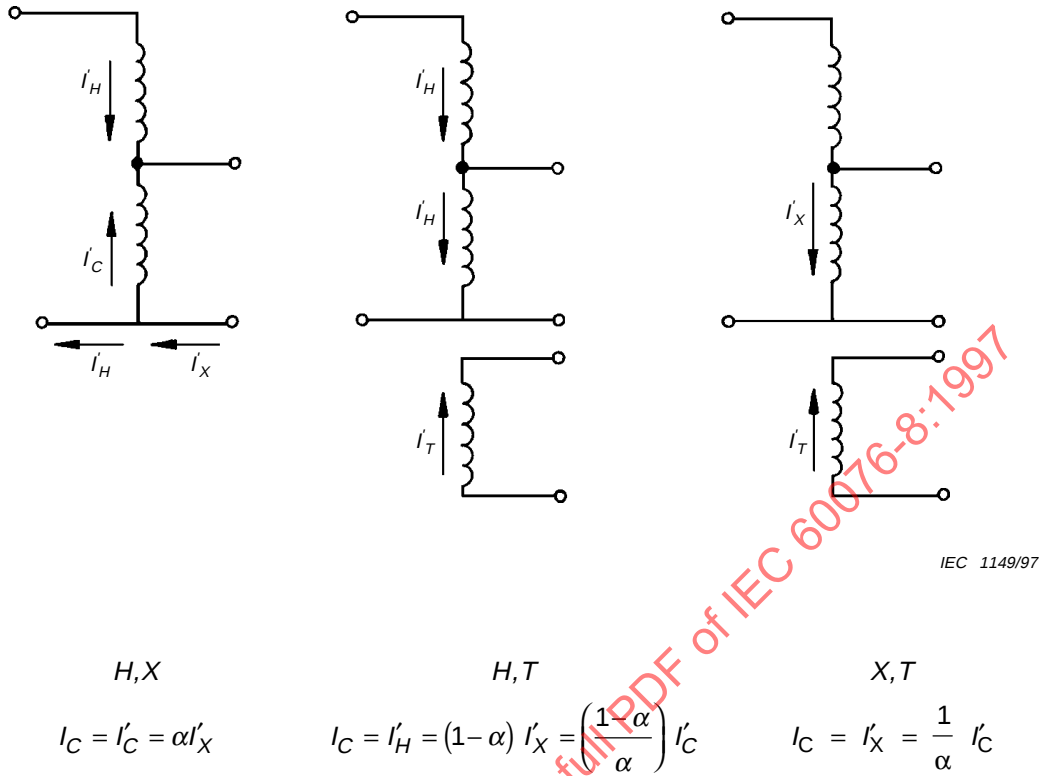


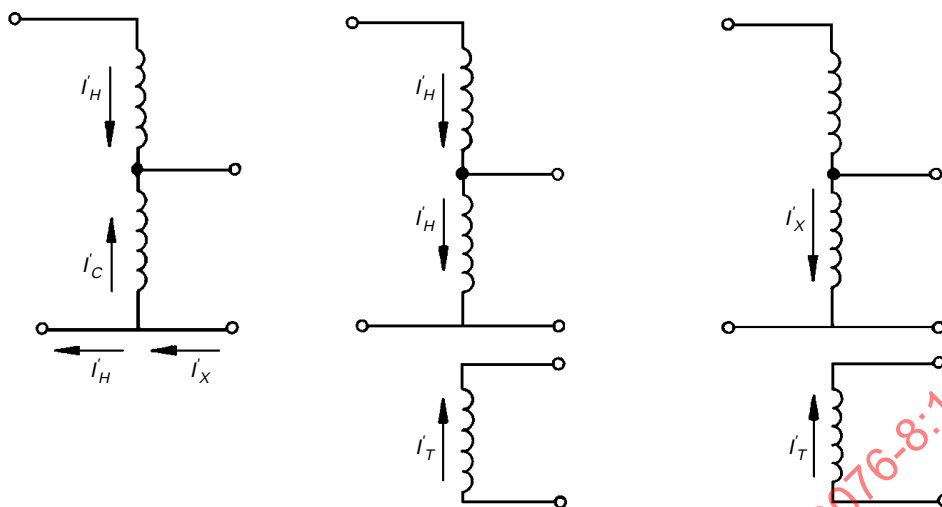
Figure 27 – Les trois combinaisons d'essai d'enroulements pris deux à deux avec référence à la puissance traversante S'

Ce qui est décrit ci-dessus montre que les pertes d'enroulements pris deux à deux peuvent être attribuées aux enroulements respectifs par les relations

$$\left. \begin{aligned} P'_{HX} &= P'_S + P'_C \\ P'_{HT} &= P'_S + \left(\frac{1 - \alpha}{\alpha} \right)^2 P'_C + P'_T \\ P'_{XT} &= \left(\frac{1}{\alpha} \right)^2 P'_C + P'_T \end{aligned} \right\} \quad (73)$$

La résolution de cet ensemble d'équations donne

$$\left. \begin{aligned} P'_S &= \frac{1}{2} \left((2 - \alpha) P'_{HX} + \alpha P'_{HT} - \alpha P'_{XT} \right) \\ P'_C &= \frac{1}{2} \left(\alpha P'_{HX} - \alpha P'_{HT} + \alpha P'_{XT} \right) \\ P'_T &= \frac{1}{2} \left(-\frac{1}{\alpha} P'_{HX} + \frac{1}{\alpha} P'_{HT} + \frac{2\alpha - 1}{\alpha} P'_{XT} \right) \end{aligned} \right\} \quad (74)$$



IEC 1149/97

H, X	H, T	X, T
$I_C = I'_C = \alpha I'_X$	$I_C = I'_H = (1 - \alpha) I'_X = \left(\frac{1 - \alpha}{\alpha} \right) I'_C$	$I_C = I'_X = \frac{1}{\alpha} I'_C$

Figure 27 – The three two-winding test combinations with reference through power S'

It is obvious from the above that the two-winding losses may be allocated to the respective windings by the relations

$$\left. \begin{aligned} P'_{HX} &= P'_S + P'_C \\ P'_{HT} &= P'_S + \left(\frac{1 - \alpha}{\alpha} \right)^2 P'_C + P'_T \\ P'_{XT} &= \left(\frac{1}{\alpha} \right)^2 P'_C + P'_T \end{aligned} \right\} \quad (73)$$

The inversion of this set of equations is

$$\left. \begin{aligned} P'_S &= \frac{1}{2} \left((2 - \alpha) P'_{HX} + \alpha P'_{HT} - \alpha P'_{XT} \right) \\ P'_C &= \frac{1}{2} \left(\alpha P'_{HX} - \alpha P'_{HT} + \alpha P'_{XT} \right) \\ P'_T &= \frac{1}{2} \left(-\frac{1}{\alpha} P'_{HX} + \frac{1}{\alpha} P'_{HT} + \frac{2\alpha - 1}{\alpha} P'_{XT} \right) \end{aligned} \right\} \quad (74)$$

Les pertes dues à la charge pour chaque enroulement lors d'un cas spécifique d'application d'une charge, caractérisée par les courants I_H , I_X , I_T s'écrivent alors

$$P_S = P'_S \left(\frac{I_H}{I'_H} \right)^2; \quad P_C = P'_C \left(\frac{I_C}{I'_C} \right)^2; \quad P_T = P'_T \left(\frac{I_T}{I'_T} \right)^2; \quad (75)$$

Pour évaluer les pertes dans l'enroulement commun, il est nécessaire de calculer le courant circulant dans cet enroulement:

$$|I_C| = |\bar{I}_X - \bar{I}_H|$$

I_X et I_H ne sont pas normalement en phase dans le cas d'application d'une charge triphasée avec une charge indépendante sur l'enroulement tertiaire.

Mais le cas d'application d'une charge est par convention décrit en termes de valeurs de la puissance apparente aux bornes des enroulements H , X et T . Les termes suivants sont utilisés:

$$P_S = P'_S \left(\frac{S_H}{S'} \right)^2; \quad P_C = P'_C \left(\frac{S_C}{\alpha S'} \right)^2; \quad P_T = P'_T \left(\frac{S_T}{S'} \right)^2; \quad (76)$$

Cependant, un terme pour S_C est nécessaire dans le cas général. Dans les équations suivantes, les valeurs de courant et de puissance sont vectorielles, tandis que le nombre des spires ou les tensions à vide équivalentes sont des constantes scalaires.

$$\text{La somme des puissance est nulle:} \quad \bar{S}_H + \bar{S}_X + \bar{S}_T = 0 \quad (77)$$

Réécrivons-la, en utilisant les tensions à vide équivalentes:

$$\bar{I}_H U_H + \bar{I}_X U_X + \bar{I}_T U_T = 0 \quad (78)$$

Il existe également un équilibre d'ampères-tours:

$$\bar{I}_H n_S + \bar{I}_C n_C + \bar{I}_T n_T = 0 \quad (79)$$

Mais le nombre de spires est proportionnel aux tensions assignées, ou de prises, respectives. C'est ainsi que

$$\bar{I}_H (U_H - U_X) + \bar{I}_C U_X + \bar{I}_T U_T = 0; \quad U_H - U_X = \alpha U_H \quad (80)$$



IEC 1150/97

Figure 28 – Phaseurs pour la puissance sur les bornes respectives et dans les enroulements existant physiquement

The load loss for each winding during a specific loading case, characterized by currents I_H , I_X , I_T is then written

$$P_S = P'_S \left(\frac{I_H}{I'_H} \right)^2; \quad P_C = P'_C \left(\frac{I_C}{I'_C} \right)^2; \quad P_T = P'_T \left(\frac{I_T}{I'_T} \right)^2; \quad (75)$$

In order to assess the loss in the common winding, it is necessary to calculate the current in that winding:

$$|I_C| = |\bar{I}_X - \bar{I}_H|$$

I_X and I_H are not normally in phase during a three-phase loading case with an independent load on the tertiary winding.

But the loading case is conventionally described in terms of values of apparent power on the terminals of windings H , X and T . The following expressions are used:

$$P_S = P'_S \left(\frac{S_H}{S'} \right)^2; \quad P_C = P'_C \left(\frac{S_C}{\alpha S'} \right)^2; \quad P_T = P'_T \left(\frac{S_T}{S'} \right)^2; \quad (76)$$

However, here we need an expression for S_C in the general case. In the following equations, current and power values are vectorial, while turns numbers or equivalent no-load voltages are scalar constants.

$$\text{The power sum is zero:} \quad \bar{S}_H + \bar{S}_X + \bar{S}_T = 0 \quad (77)$$

Using equivalent no-load voltages:

$$\bar{I}_H U_H + \bar{I}_X U_X + \bar{I}_T U_T = 0 \quad (78)$$

There is also ampere-turn balance.

$$\bar{I}_H n_S + \bar{I}_C n_C + \bar{I}_T n_T = 0 \quad (79)$$

But the numbers of turns are proportional to the respective rated, or tapping voltages. Therefore:

$$\bar{I}_H (U_H - U_X) + \bar{I}_C U_X + \bar{I}_T U_T = 0; \quad U_H - U_X = \alpha U_H \quad (80)$$



IEC 1150/97

Figure 28 – Phasor diagrams for power on the respective terminals and in the physical windings

En utilisant le théorème du cosinus pour les triangles, on obtient

$$\begin{aligned}(I_X U_X)^2 &= (I_H U_H)^2 + (I_T U_T)^2 - 2 I_H U_H I_T U_T \cos \phi \\ (I_C U_X)^2 &= \alpha^2 (I_H U_H)^2 + (I_T U_T)^2 - 2 \alpha I_H U_H I_T U_T \cos \phi\end{aligned}\quad (81)$$

En éliminant la fonction d'angle entre les équations, on obtient

$$S_C^2 = (1 - \alpha) (S_T^2 - \alpha S_H^2) + \alpha S_X^2 \quad (82)$$

Cette relation ne contient que des valeurs absolues de puissance. Les relations entre phases sont implicites dans l'expression obtenue par déduction.

Les pertes attribuées dans l'enroulement C sont donc

$$P_C = P'_C \frac{(1 - \alpha) (S_T^2 - \alpha S_H^2) + \alpha S_X^2}{\alpha^2 (S')^2} \quad (83)$$

$$\text{Si } |S_H| = |S_X| + |S_T|, \text{ l'expression se simplifie en } P_C = P'_C \left(\frac{S_H - \frac{1}{\alpha} S_T}{S'} \right)^2 \quad (84)$$

7.8 Exemple de calcul de la chute de tension et des pertes dues à la charge pour un transformateur à trois enroulements

Cet exemple a pour but de démontrer comment on peut effectuer de tels calculs de façon simple en ayant recours à des approximations adaptées, étape par étape.

Examiner le cas d'application d'une charge pour un transformateur à trois enroulements et à enroulements séparés, ayant la puissance assignée suivante pour les trois enroulements:

- enroulement primaire (I) 80 MVA;
- enroulement secondaire (II) 80 MVA;
- enroulement tertiaire (III) 15 MVA.

Ce transformateur est chargé comme suit.

La tension d'entrée de l'enroulement primaire est supposée égale à la tension assignée de cet enroulement. Le deuxième enroulement délivre 75 MVA sous $\cos \phi$ 0,8 inductif. L'enroulement tertiaire est chargé par une batterie fixe de condensateurs prévue pour 15 MVA à une tension égale à la tension assignée de l'enroulement tertiaire.

Il reste à calculer les chutes de tension dans le transformateur pour trouver les tensions de sortie sur les bornes (II) et (III). Cependant, de la façon dont le problème est formulé depuis le début, les courants de charge ne sont pas précisés; il faut donc les calculer.

La charge sur l'enroulement secondaire est spécifiée sans référence à la tension de service réelle. Il faut donc supposer que le courant de charge, et par conséquent la chute de tension, sont inversement proportionnels à la tension de la borne.

Using the cosine theorem for the triangles:

$$\begin{aligned}(I_X U_X)^2 &= (I_H U_H)^2 + (I_T U_T)^2 - 2 I_H U_H I_T U_T \cos \phi \\ (I_C U_X)^2 &= \alpha^2 (I_H U_H)^2 + (I_T U_T)^2 - 2 \alpha I_H U_H I_T U_T \cos \phi\end{aligned}\quad (81)$$

Eliminating the angle function between the equations:

$$S_C^2 = (1 - \alpha) (S_T^2 - \alpha S_H^2) + \alpha S_X^2 \quad (82)$$

This relation contains only the absolute values of powers. Phase relationships are implicit in the deduced expression.

The allocated loss in winding C is then, finally

$$P_C = P'_C \frac{(1 - \alpha) (S_T^2 - \alpha S_H^2) + \alpha S_X^2}{\alpha^2 (S')^2} \quad (83)$$

$$\text{If } |S_H| = |S_X| + |S_T|, \text{ the expression simplifies to } P_C = P'_C \left(\frac{S_H - \frac{1}{\alpha} S_T}{S'} \right)^2 \quad (84)$$

7.8 Example of calculation of voltage drop and load loss for a three-winding transformer

This example is intended to demonstrate, step by step, how such calculations may be performed in a simple way by suitable approximations.

Investigate a loading case for a three-winding, separate-winding transformer, having the following power ratings for the three windings:

- primary winding (I) 80 MVA;
- secondary winding (II) 80 MVA;
- tertiary winding (III) 15 MVA.

This transformer is loaded as follows.

The input voltage to the primary winding is assumed to be equal to the rated voltage of that winding. The secondary winding delivers 75 MVA at an inductive power factor of 0,8. The tertiary winding is loaded with a fixed capacitor bank, which is rated 15 MVA at a voltage equal to the rated voltage of the tertiary winding.

It is necessary to calculate the voltage drops through the transformer in order to find the output voltages on terminals (II) and (III). However as the problem is formulated, the load currents are not given, hence they have to be calculated.

The load on the secondary winding is specified without reference to the actual service voltage. Therefore the load current, and consequently the voltage drop, must be assumed to be inversely proportional to the terminal voltage.

D'autre part, la charge tertiaire est supposée être l'impédance fixe d'une batterie de condensateurs. Pour cette charge, le courant augmente en rapport avec la tension de la borne et la puissance réactive générée par la batterie varie avec le carré de la tension.

Le rapport d'essai du transformateur comporte les valeurs suivantes d'impédance de court-circuit, exprimées en pourcentage, des deux enroulements, faisant toutes référence à 80 MVA et les pertes dues à la charge correspondantes faisant référence aux différentes caractéristiques assignées. Le tableau 2 montre aussi ces valeurs de pertes exprimées en pourcentage sur la base commune de 80 MVA.

Tableau 2 – Données pour calcul

Combinaison	Impédance %	Pertes dues à la charge/référence	Pertes dues à la charge/80 MVA %
(I) et (II)	11,0	300 kW / 80 MVA	0,375
(I) et (III)	13,2	20 kW / 15 MVA	0,711
(II) et (III)	27,3	25 kW / 15 MVA	0,889

Les paramètres à deux enroulements sont convertis en une configuration en étoile équivalente. Les valeurs pour l'impédance totale de court-circuit et la résistance des pertes, séparément, sont précisées à la figure 29.

Il est à noter cependant que cela est une pure représentation mathématique du transformateur comme une boîte noire. Cela reflète le comportement du transformateur tel qu'il est mesurable à ses bornes, mais le modèle n'est pas une description physique de l'unité en termes de ses différents enroulements, etc. La jonction T est fictive. Un des éléments d'impédance se révèle négatif (ce qui en fait indique que l'enroulement connecté à la borne (I) est placé entre les deux autres enroulements du transformateur).

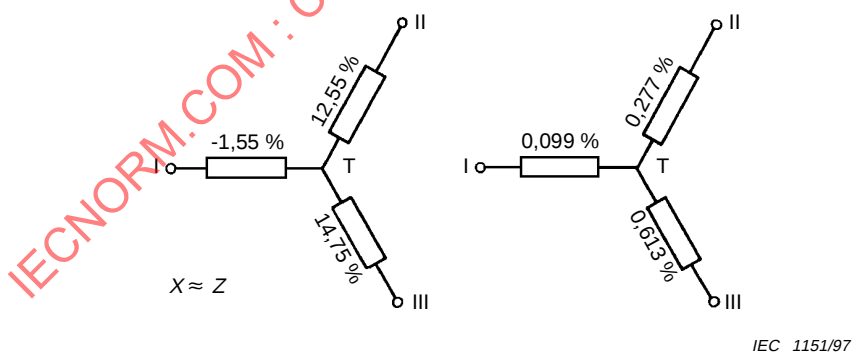


Figure 29 – Impédances de court-circuit équivalentes en étoile et composantes des pertes dues à la charge équivalentes en étoile

Dans l'exemple suivant, on aura recours à une méthode par approximations successives. Celle-ci se prête au calcul manuel et illustre l'importance relative des différents paramètres.

The tertiary load, on the other hand, is assumed to be a capacitor bank of fixed impedance. For this load, the current increases in proportion to the terminal voltage and the reactive power generated by the bank rises with the square of the voltage.

The transformer test report contains the following values of two-winding short-circuit percentage impedances, all referred to 80 MVA, and corresponding load loss referred to different ratings. Table 2 also shows these loss figures expressed as percentages on the common basis of 80 MVA.

Table 2 – Data for calculation

Combination	Impedance %	Load loss/ reference	Load loss/ 80 MVA %
(I) and (II)	11,0	300 kW / 80 MVA	0,375
(I) and (III)	13,2	20 kW / 15 MVA	0,711
(II) and (III)	27,3	25 kW / 15 MVA	0,889

The two-winding parameters are converted to an equivalent star configuration. The values for total short-circuit impedance and for loss resistance, separately, are noted in figure 29.

Note however that this is a purely mathematical representation of the transformer as a black box. It reflects the behaviour of the transformer as measurable on its terminals, but the model is not a physical description of the unit in terms of its different windings, etc. The junction T is fictitious. One of the reactance elements comes out negative (which actually indicates that the winding connected to terminal (I) is placed between the other two in the transformer).

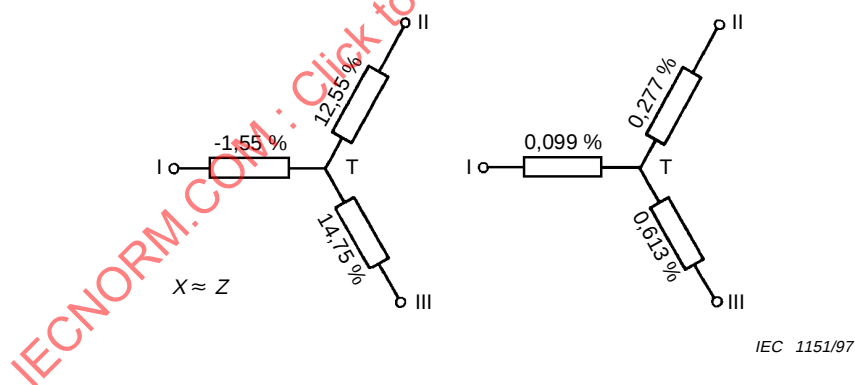


Figure 29 – Star-equivalent short-circuit impedances and star-equivalent load loss components

In the following, a method with successive approximations will be used. This lends itself to calculation by hand and illustrates the relative importance of different parameters.

Première approximation: Supposer une tension assignée sur les bornes de sortie et calculer la chute de tension et la puissance fournie résultante pour le transformateur.

Deuxième approximation: Corriger les tensions de sortie avec les premières valeurs de chute de tension de la première approximation et modifier les paramètres de charge en conséquence (les courants d'application d'une charge sont implicites, dépendant de la tension réelle). On obtient les valeurs corrigées de la puissance de charge et de la chute de tension.

Pour ces calculs approximatifs, l'impédance de court-circuit sera considérée comme principalement réactive: $Z \approx X$. Les pertes sont négligées en comparaison de la charge en puissance active.

Les relations suivantes sont utilisées pour chaque branche du réseau d'impédances en étoile. Les valeurs relatives sont indiquées entre parenthèses:

$$[i] = \left(\frac{S}{S_r} \right) \left(\frac{U_r}{U} \right)$$

Consommation de puissance réactive	$[x][i]^2$
Perte de puissance	$[r][i]^2$
Chute de tension	$\sin \phi [x][i]$

$$= \left(\frac{Q}{S} \right) [x] \left(\frac{S}{S_r} \right) \left(\frac{U_r}{U} \right) = [x] \left(\frac{Q}{S_r} \right) \left(\frac{U_r}{U} \right)$$

Dans ces équations, la puissance de charge réactive Q est positive pour une charge réactive (branche II), et négative pour une charge capacitive (branche III). La réactance de court-circuit en valeur relative $[x]$ est négative pour la branche I et positive pour les branches II et III; voir figure 29.

Première approximation

Branche (II)

Puissance apparente	75 MVA = 0,9375 en valeur relative
Charge active	$0,8 \times 75 = 60$ MW
Charge réactive	$0,6 \times 75 = 45$ MVA _r
Courant en valeur relative	0,9375
Chute de tension	$0,6 \times 0,1255 \times 0,9375 = 0,071$ en valeur relative
Consommation réactive	$0,1255 \times (0,9375)^2 = 0,11$ en valeur relative $= 0,11 \times 80 = 8,8$ MVA _r

Branche (III)

Puissance apparente	15 MVA _r (capacitif) = – 0,1875 en valeur relative
Courant en valeur relative	– 0,1875
Chute de tension	$0,1475 \times -0,1875 = -0,028$ en valeur relative
Consommation réactive	$0,1475 \times (-0,1875)^2 = 0,005$ en valeur relative $= 0,005 \times 80 = 0,4$ MVA _r

First approximation: Assume rated voltage on the output terminals and calculate voltage drop and resulting input power to the transformer.

Second approximation: Correct the output voltages with the first approximation voltage drop figures and modify the load parameters accordingly (loading currents are implicit, depending on the actual voltage). Obtain corrected load power and voltage drop values.

For these approximate calculations, the short-circuit impedance will be regarded as mainly reactive i.e. $Z \approx X$. The losses are disregarded in comparison to the active load power.

For each branch of the equivalent-star impedance network, the following relations are used. Per unit values are indicated by brackets:

$$[i] = \left(\frac{S}{S_r} \right) \left(\frac{U_r}{U} \right)$$

Reactive power consumption	$[x][i]^2$
Power loss	$[r][i]^2$
Arithmetic voltage drop	$\sin \phi [x][i]$

$$= \left(\frac{Q}{S} \right) [x] \left(\frac{S}{S_r} \right) \left(\frac{U_r}{U} \right) = [x] \left(\frac{Q}{S_r} \right) \left(\frac{U_r}{U} \right)$$

Note that in these equations the reactive load power Q is positive for reactive loading (branch II), and negative for capacitive loading (branch III). Per unit short-circuit reactance $[x]$ is negative for branch I and positive for branches II and III, see figure 29.

First approximation

Branch (II)

Apparent power	75 MVA = 0,9375 per unit
Active load	$0,8 \times 75 = 60$ MW
Reactive load	$0,6 \times 75 = 45$ MVA _r
Per unit current	0,9375
Voltage drop	$0,6 \times 0,1255 \times 0,9375 = 0,071$ per unit
Reactive consumption	$0,1255 \times (0,9375)^2 = 0,11$ per unit $= 0,11 \times 80 = 8,8$ MVA _r

Branch (III)

Apparent power	15 MVA _r (capacitive) = – 0,1875 per unit
Per unit current	– 0,1875
Voltage drop	$0,1475 \times -0,1875 = -0,028$ per unit
Reactive consumption	$0,1475 \times (-0,1875)^2 = 0,005$ per unit $= 0,005 \times 80 = 0,4$ MVA _r

Noeud T, flux de puissance combiné

Vers branche (II)	60 MW et $(45 + 8,8)$ MVA _r
Vers branche (III)	$(-15 + 0,4)$ MVA _r
Somme à partir de (I)	60 MW et 39,2 MVA _r est équivalent à 71,7 MVA
Courant en valeur relative dans la branche (I)	0,896

Branche (I)

$\sin \phi$	$39,2/71,7 = 0,547$
Chute de tension	$0,547 \times (-0,0155) \times 0,896 = (-0,008)$ en valeur relative
Consommation réactive	$-0,0155 \times (0,896)^2 \times 80 = -1$ MVA _r

Tensions résultantes

Noeud T	$1,000 + 0,008 = 1,008$ en valeur relative
Borne (II)	$1,008 - 0,071 = 0,937$ en valeur relative
Borne (III)	$1,008 + 0,028 = 1,036$ en valeur relative

Deuxième approximation

Les tensions des bornes suivant la première approximation sont introduites à la place des tensions assignées (1,000 en valeur relative):

Branche (II)

$$[I] = 0,9375 / 0,937 = 1,001$$

La consommation de puissance réactive et la chute de tension se modifient en

- consommation réactive $0,1255 \times (1,001)^2 \times 80 = 10,1$ MVA_r;
- chute de tension, branche (II) $0,6 \times 0,1255 \times 1,001 = 0,075$ en valeur relative.

La tension tertiaire augmente quand la batterie de condensateurs est connectée (chute de tension négative). La batterie a une impédance fixe. Le courant de charge augmente proportionnellement à la tension et la puissance réactive générée augmente comme le carré de la tension. Les nouvelles valeurs deviennent les suivantes:

Branche (III)

Courant en valeur relative	$-0,1875 \times 1,036 = -0,194$
Charge de la batterie	$(1,036)^2 \times 15 = 16,1$ MVA _r
Consommation réactive	$0,1475 \times (-0,194)^2 \times 80 = 0,4$ MVA _r
Chute de tension	$0,1475 \times -0,194 = -0,029$ en valeur relative

Noeud T, flux de puissance combiné

Somme de la puissance réactive	$45 + 10,1 - 16,1 + 0,4 = 39,4$ MVA _r
Somme, depuis (I)	60 MW et 39,4 MVA _r = 71,8 MVA
Courant en valeur relative dans la branche (I)	0,897

Branche (I)

$\sin \phi$	$39,4/71,8 = 0,549$
Chute de tension	$0,547 \times (-0,0155) \times 0,896 = -0,008$ en valeur relative
Consommation réactive	$-0,0155 \times (0,897)^2 \times 80 = -1$ MVA _r

Node T, combined power flow

To branch (II)	60 MW and (45 + 8,8) MVA _r
To branch (III)	(–15 + 0,4) MVA _r
Sum, from (I)	60 MW and 39,2 MVA _r is equivalent to 71,7 MVA
Per unit current in branch (I)	0,896

Branch (I)

$\sin \phi$	$39,2/71,7 = 0,547$
Voltage drop	$0,547 \times (-0,0155) \times 0,896 = (-0,008)$ per unit
Reactive consumption	$-0,0155 \times (0,896)^2 \times 80 = -1$ MVA _r

Resulting voltages

Node T	$1,000 + 0,008 = 1,008$ per unit
Terminal (II)	$1,008 - 0,071 = 0,937$ per unit
Terminal (III)	$1,008 + 0,028 = 1,036$ per unit

Second approximation

The terminal voltages according to the first approximation are introduced instead of rated voltages (1,000 per unit):

Branch (II)

$$[I] = 0,9375/0,937 = 1,001$$

The reactive power consumption and arithmetic voltage drop change to

- reactive consumption $0,1255 \times (1,001)^2 \times 80 = 10,1$ MVA_r;
- voltage drop, branch (II) $0,6 \times 0,1255 \times 1,001 = 0,075$ per unit.

The tertiary voltage rises, when the capacitor bank is connected (negative voltage drop). The bank has a fixed impedance. The load current rises in proportion to the voltage, and the generated reactive power rises by the square of the voltage. The new values become the following:

Branch (III)

Per unit current	$-0,1875 \times 1,036 = -0,194$
Capacitor loading	$(1,036)^2 \times 15 = 16,1$ MVA _r
Reactive consumption	$0,1475 \times (-0,194)^2 \times 80 = 0,4$ MVA _r
Voltage drop	$0,1475 \times -0,194 = -0,029$ per unit

Node T, combined power flow

Sum of reactive power	$45 + 10,1 - 16,1 + 0,4 = 39,4$ MVA _r
Sum from (I)	60 MW and 39,4 MVA _r = 71,8 MVA
Per unit current in branch (I)	0,897

Branch (I)

$\sin \phi$	$39,4/71,8 = 0,549$
Voltage drop	$0,547 \times (-0,0155) \times 0,896 = -0,008$ per unit.
Reactive consumption	$-0,0155 \times (0,897)^2 \times 80 = -1$ MVA _r

La deuxième estimation des tensions devient

- borne (II) $1,008 - 0,075 = 0,933$ en valeur relative;
- borne (III) $1,008 + 0,029 = 1,037$ en valeur relative.

Si une autre itération avait été faite, la modification serait seulement de l'ordre de 0,001. A ce niveau de précision numérique cependant, les approximations dans le modèle de base du transformateur et dans la procédure de calcul ne seraient pas négligeables.

Par comparaison, un calcul par ordinateur avec un programme standard (algèbre de nombres complexes) a donné

$$U_{(II)} = 0,93 \text{ en valeur relative; } U_{(III)} = 1,04 \text{ en valeur relative.}$$

Pertes combinées dues à la charge en utilisant les estimations des courants de branche calculés manuellement:

- branche (I) $0,099 \times (0,897)^2 = 0,079 \text{ %};$
- branche (II) $0,277 \times (1,001)^2 = 0,277 \text{ %};$
- branche (III) $0,613 \times (0,195)^2 = 0,023 \text{ %}.$

La somme est $0,379 \text{ %} = 303 \text{ kW}$, soit 300 kW .

7.9 Exemple de calcul des pertes combinées dues à la charge et attribution des pertes aux enroulements individuels dans un autotransformateur à trois enroulements

Un transformateur est spécifié comme 350/350/120 MVA YNauto d ONAF. Les tensions assignées sont de 380 avec réglage /132/33 kV.

En refroidissement ONAN (ventilateurs arrêtés), un essai d'échauffement est spécifié avec 50 % de puissance assignée sur toutes les bornes: 175/175/60 MVA et avec l'enroulement à prises 380 kV connecté sur la prise minimale, 330 kV. Quelle valeur des pertes combinées dues à la charge doit être appliquée pour l'essai d'échauffement et quelle est l'attribution des pertes aux enroulements individuels du transformateur ?

Les mesures ont donné les résultats suivants, recalculés par rapport à la température de référence:

$$\begin{array}{llll} H, X & 330/132 \text{ kV,} & 350 \text{ MVA,} & 1118 \text{ kW} \\ H, T & 330/33 \text{ kV,} & 120 \text{ MVA,} & 255 \text{ kW (350 MVA} \rightarrow 2169 \text{ kW)} \\ X, T & 330/33 \text{ kV,} & 120 \text{ MVA,} & 233 \text{ kW (350 MVA} \rightarrow 1982 \text{ kW)} \end{array}$$

Dans la dernière colonne ci-dessus, les deux résultats d'essais impliquant l'enroulement tertiaire ont aussi été recalculés par rapport à la valeur de la puissance de référence commune (irréaliste) $S' = 350 \text{ MVA}$.

Le facteur de l'autotransformateur α est $(330 - 132)/330 = 0,600$

Selon les équations (74), les valeurs des pertes de référence attribuées pour les trois enroulements physiques deviennent

$$P'_S = \frac{1}{2} (14 \times 1118 + 0,6 \times 2169 - 0,6 \times 1982) = 838,7 \text{ kW}$$

$$P'_C = \frac{1}{2} (0,6 \times 1118 - 0,6 \times 2169 + 0,6 \times 1982) = 279,3 \text{ kW}$$

$$P'_T = \frac{1}{12} (-1118 + 2169 + 0,2 \times 1982) = 1206,2 \text{ kW}$$

The second estimate of voltages becomes

- terminal (II) $1,008 - 0,075 = 0,933$ per unit;
- terminal (III) $1,008 + 0,029 = 1,037$ per unit.

If another iteration would be made, the change would be only of the order of 0,001. At that level of numerical accuracy, however, the approximations in the basic model of the transformer and in the calculation procedure would no longer be negligible.

For comparison, a computer calculation with standard software (complex number algebra) has given

$$U_{(II)} = 0,93 \text{ per unit}; U_{(III)} = 1,04 \text{ per unit}.$$

Combined load loss, using the hand-calculated branch current estimates:

- branch (I) $0,099 \times (0,897)^2 = 0,079 \%$;
- branch (II) $0,277 \times (1,001)^2 = 0,277 \%$;
- branch (III) $0,613 \times (0,195)^2 = 0,023 \%$.

The sum is $0,379 \%$ = 303 kW, say 300 kW.

7.9 Example of calculation of combined load loss and allocation of losses to individual windings in an auto-connected three-winding transformer

A transformer is specified as 350/350/120 MVA YNauto d ONAF. Rated voltages are 380, with regulation /132/33 kV.

Under ONAN cooling (fans not running), a heat run test is specified with 50 % of rated power on all terminals: 175/175/60 MVA, and with the tapped 380 kV winding connected on the minimum tapping, 330 kV. What value of combined load loss is to be applied for the heat run test and what is the allocation of losses to the individual windings of the transformer?

Two-winding measurements have given the following results, recalculated to reference temperature:

H, X	330/132 kV,	350 MVA,	1118 kW
H, T	330/33 kV,	120 MVA,	255 kW (350 MVA → 2169 kW)
X, T	330/33 kV,	120 MVA,	233 kW (350 MVA → 1982 kW)

In the last column above, the two test results involving the tertiary winding have also been recalculated to the (unrealistic) common reference power value $S' = 350$ MVA.

The auto-connection factor α is $(330 - 132)/330 = 0,600$

According to equations (74), the allocated reference loss figures for the three physical windings become

$$P'_S = \frac{1}{2} (14 \times 1118 + 0,6 \times 2169 - 0,6 \times 1982) = 838,7 \text{ kW}$$

$$P'_C = \frac{1}{2} (0,6 \times 1118 - 0,6 \times 2169 + 0,6 \times 1982) = 279,3 \text{ kW}$$

$$P'_T = \frac{1}{12} (-1118 + 2169 + 0,2 \times 1982) = 1206,2 \text{ kW}$$

La valeur de puissance à appliquer à l'enroulement C, enroulement commun, est exprimée telle que

$$S_C^2 = (1 - \alpha) (S_T^2 - \alpha S_H^2) + \alpha S_X^2$$

Le rapport $\left(\frac{S_C}{\alpha S'}\right)^2$ devient numériquement $\frac{0,4 (60^2 - 0,6 \times 175^2) + 0,6 \times 175^2}{0,6^2 \times 350^2} = 0,2827$

Les pertes attribuées aux trois enroulements physiques et les pertes combinées dues à la charge des trois enroulements deviennent

$$\begin{aligned} P &= P_S + P_C + P_T = \left(\frac{175}{350}\right)^2 \times 838,7 + 0,2827 \times 279,3 + \left(\frac{60}{350}\right)^2 \times 1206,2 \\ &= 209,7 + 79,0 + 35,4 = 324,1 \text{ kW} \end{aligned}$$

Comparaison

Un calcul très simple des pertes combinées dues à la charge des trois enroulements selon les équations (70) donne

$$P'_H = \frac{1}{2} (1118 + 2169 - 1982) = 652,5 \text{ kW}$$

$$P'_X = \frac{1}{2} (1118 - 2169 + 1982) = 465,5 \text{ kW}$$

$$P'_T = \frac{1}{2} (-1118 + 2169 + 1982) = 1516,5 \text{ kW}$$

Les pertes combinées sont

$$0,25 \times 622,5 + 0,25 \times 465,5 + 0,0294 \times 1516,5 = 163,1 + 116,4 + 44,6 = 324,1 \text{ kW},$$

c'est-à-dire le même total, mais avec une subdivision irréaliste entre les enroulements physiques individuels (série, commun, tertiaire).

8 Spécification des grandeurs assignées et des grandeurs de prises

8.1 Introduction

Ce paragraphe explique la relation qui existe entre les conditions de service d'un transformateur et les paramètres spécifiés et garantis que l'on appelle grandeurs assignées (ou grandeurs de prises): puissance assignée, tension assignée, courant assigné. Pour les définitions, voir la CEI 60076-1.

En principe, les grandeurs assignées (faisant référence à la prise principale d'un transformateur) et les grandeurs de prises (paramètres analogues pour les autres prises) sont des références pour les garanties et les essais relatifs à la puissance apparente, à la tension et au courant. Il ne faut pas les confondre avec la puissance traversante en service ni avec les valeurs correspondantes de tension et de courant.

The power value to be applied for winding C, the common winding, is expressed as

$$S_C^2 = (1 - \alpha) (S_T^2 - \alpha S_H^2) + \alpha S_X^2$$

The ratio $\left(\frac{S_C}{\alpha S'}\right)^2$ becomes, numerically $\frac{0,4 (60^2 - 0,6 \times 175^2) + 0,6 \times 175^2}{0,6^2 \times 350^2} = 0,2827$

The allocated losses in the three physical windings, and the combined three-winding load loss become

$$\begin{aligned} P &= P_S + P_C + P_T = \left(\frac{175}{350}\right)^2 \times 838,7 + 0,2827 \times 279,3 + \left(\frac{60}{350}\right)^2 \times 1206,2 \\ &= 209,7 + 79,0 + 35,4 = 324,1 \text{ kW} \end{aligned}$$

Comparison

A straightforward calculation of combined three-winding load loss according to equations (70) gives

$$P'_H = \frac{1}{2} (1118 + 2169 - 1982) = 652,5 \text{ kW}$$

$$P'_X = \frac{1}{2} (1118 - 2169 + 1982) = 465,5 \text{ kW}$$

$$P'_T = \frac{1}{2} (-1118 + 2169 + 1982) = 1516,5 \text{ kW}$$

The combined loss

$$0,25 \times 622,5 + 0,25 \times 465,5 + 0,0294 \times 1516,5 = 163,1 + 116,4 + 44,6 = 324,1 \text{ kW},$$

i.e. the same total, but without realistic subdivision between the physical windings (series, common, tertiary).

8 Specification of rated quantities and tapping quantities

8.1 Introduction

This subclause explains the relation between the service conditions for a transformer and the specified and guaranteed parameters which are called rated quantities (or tapping quantities): rated power, rated voltage, rated current. For definitions, see IEC 60076-1.

In principle, rated quantities (referring to the principal tapping of a transformer) and tapping quantities (analogous parameters for other tapplings) are references for guarantees and tests regarding apparent power, voltage and current. They are not to be confused with throughput power in service and the corresponding values of voltage and current.

Au contraire, il faut faire appel à une procédure logique relativement compliquée pour déterminer de façon correcte les valeurs numériques des grandeurs assignées et de prises pour qu'elles soient suffisantes mais pas inutilement élevées à partir des exigences d'un ensemble de cas d'application de charge en service réel. Notons qu'il existe tout un champ de combinaisons de variables de service, tandis que les grandeurs spécifiées ne représentent qu'un ensemble de données de référence sélectionnées. Cet ensemble doit cependant inclure l'étendue des conditions de service permises.

Une procédure systématique recommandée pour cette analyse est décrite ci-dessous et illustrée par un exemple pratique.

8.2 *Spécifications normalisées des caractéristiques assignées et de prises, effet de la largeur de l'étendue des prises*

L'intention n'est pas de recommander une analyse complète de chaque cas spécifique quand un transformateur avec prises va être spécifié ou acheté. Cela serait contre les principes d'une bonne normalisation. Dans les normes nationales, on a l'habitude de fournir des tableaux de caractéristiques assignées recommandées. Ces tableaux répertorient une série de valeurs préférentielles de puissance assignée, normalement avec un pas de 1,1,25 ou plus grand (voir 4.3 de la CEI 60076-1), combinées avec des tensions assignées et des étendues de prises adaptées aux niveaux de tension de service habituels pour les différents niveaux de tension des réseaux en usage.

Le but d'une telle normalisation de ces grandeurs est, entre autres, de faciliter le changement de site des transformateurs, notamment lorsqu'une marche en parallèle avec d'autres unités est nécessaire. Les problèmes liés à la marche en parallèle sont traités séparément dans l'article 6.

Des réseaux de distribution et de transport bien organisés sont conçus et utilisés pour que les variations réelles de la tension de service entre les applications de charge légères ou élevées soient en fait très faibles. Cela est obtenu grâce à une structure adaptée des niveaux de tension plus élevés et plus faibles et par la gestion correcte du flux de puissance réactive. L'étendue des prises nécessaire pour le contrôle des rapports de transformation en service normal est donc en général relativement limitée.

Il est cependant prudent d'examiner aussi les conditions anormales, quand les composants de certains réseaux (lignes, transformateurs) ne sont pas disponibles. Dans ces cas d'urgence ou de service de secours, il n'est pas exclu d'avoir besoin d'une étendue plus large de la plage de variation du rapport de transformation du transformateur.

Il se peut également que différentes parties d'un réseau ou de réseaux adjacents ayant la même tension de réseau normalisée soient, traditionnellement, mises en service à des niveaux de tension légèrement différents. Pour pouvoir rendre possible l'échange des transformateurs, on peut alors avoir besoin d'une plus vaste étendue de prises.

Cependant, une plus vaste étendue de prises dans un transformateur représente non seulement une augmentation des coûts de fabrication et parfois des valeurs de pertes plus élevées, mais aussi une escalade rapide des difficultés de conception et des risques de défaillance de fonctionnement en service, par suite par exemple des oscillations de tension transitoire le long de l'enroulement de réglage. Cela aboutit à des exigences accrues en matière d'isolation et quelquefois à un modèle de changeur de prises plus onéreux.

Dans cette situation de considérations contradictoires, il est évident qu'aucune recommandation universelle sur la largeur de l'étendue des prises ne peut être indiquée dans cette norme. L'exemple qui illustre la méthode d'analyse est un exemple pratique fictif représentatif d'un environnement de pays industrialisé et n'est pas une recommandation générale.

On the contrary, it is a relatively complicated logical procedure to determine in a correct manner, numerical values for the rated and tapping quantities which are sufficient but not unnecessarily high, from the requirements of a set of loading cases in actual service. Note that there is a whole field of combinations of service variables, while the specified quantities represent just one set of selected reference data. This set has to, however, encompass the range of allowable service conditions.

A recommended systematic procedure for this analysis is described below and illustrated by a practical example.

8.2 *Standardized specifications of ratings and tappings, effect of the width of the tapping range*

It is not the intention here to recommend a complete analysis in every specific case when a transformer with tappings is going to be specified and purchased. This would be against the principles of sound standardization. In national standards, it is customary to provide tables of recommended ratings. These will list a series of preferred values of rated power, usually with a step of 1:1,25 or larger (see 4.3 of IEC 60076-1), combined with rated voltages and tapping ranges adapted to customary service voltage levels for the different system voltage levels in use.

The purpose of such data standardization is, among other things, to facilitate relocation of transformers to other sites, particularly when parallel operation with other units is required. The problems associated with parallel operation are dealt with separately in clause 6.

Well-organized transmission and distribution systems are designed and operated in such a way that actual variations of service voltage between light and heavy loading are quite small. This is achieved by a suitable structure of higher and lower system voltage levels and by correct management of reactive power flow. The range of tappings necessary for ratio control under normal service is therefore generally relatively limited.

It is, however, prudent to also consider abnormal conditions, when certain system components (lines, transformers) are not available. Under such emergency, or back-up service, there may be a need for a wider range of variation of transformer voltage ratio.

It may also be that different parts of a system, or adjacent systems, with one and the same standard system voltage, are, by tradition, operated at slightly different service voltage levels. In order to make the interchange of transformers possible, this may call for a wider tapping range.

However, a wide range of tappings in a transformer represents not only increased manufacturing cost and sometimes higher loss figures, but also rapidly escalating design difficulties and risk of service failure, e.g. because of transient voltage oscillations across the regulating winding. This results in requirements of increased insulation, and sometimes a more expensive tapchanger model.

Against this background of conflicting considerations, it is evident that no universal recommendation for the width of a tapping range can be given in this standard. The example which illustrates the method of analysis is just a representative practical case from an industrialized country environment and not a general recommendation.

8.3 Procédure de détermination des grandeurs assignées et de prises

8.3.1 Hypothèses générales

Le transformateur comporte deux enroulements principaux. L'un est doté de prises.

La terminologie fait référence à un enroulement comme l'ensemble de toutes les spires associées à une des tensions du transformateur (voir définition 3.3.1 de la CEI 60076-1). Un enroulement peut comporter plusieurs cylindres ou galettes séparés. Si l'enroulement est à prises, cela signifie qu'il est reconnectable de telle façon que son nombre effectif de spires peut être modifié.

Une prise dans le contexte de la CEI 60076-1 est une notion abstraite, signifiant un état de connexion de l'enroulement. Elle est identifiée par un nombre effectif de spires et une tension de prise spécifique. La tension de prise a la même signification pour une prise spécifique que la tension assignée pour la prise principale.

La manière dont l'enroulement à prises est conçu physiquement est immatériel pour la présente discussion. Il se peut que la partie à prises d'un enroulement soit disposée comme un corps physique séparé que l'on appelle «enroulement de réglage» et connecté à la partie principale de l'enroulement. La connexion peut être permanente ou modifiable au moyen d'un changeur de prises. Des termes tels que réglage «linéaire», «avec inversion», «grossier/fin» font référence à différentes variantes d'arrangements de type de réglage.

Cela n'est pas important pour cette discussion si, en plus des deux enroulements principaux, le transformateur est équipé d'un enroulement de stabilisation ou d'un petit enroulement auxiliaire de puissance assignée non significative. Cependant, un véritable transformateur à plus de deux enroulements avec un flux de puissance simultané à travers deux ou plusieurs paires d'enroulements tombe en dehors du cadre de l'analyse.

Il faut savoir dans quelle direction la puissance active circule entre les deux enroulements. Si le flux est réversible, les deux cas doivent être considérés séparément.

Il convient de savoir aussi, avant de pouvoir procéder à l'analyse, lequel des deux enroulements est l'enroulement à prises. En général, cela est déterminé par des considérations techniques et par les normes de conception du fabricant, plutôt que par les conditions d'installation prévues (voir également 6.4).

Tout d'abord, l'analyse examinera tous les cas d'application de charge représentant les limites des étendues reconnues de variation. Chaque cas est défini par les valeurs des puissances de charge active et réactive ou par la puissance apparente et le facteur de puissance. Il existe aussi une étendue de valeurs de tension de service, aux bornes de chacun des deux enroulements, à l'intérieur de laquelle il sera possible d'accomplir ce régime de charge.

Les valeurs de tension secondaire sous charge doivent toutes être remplacées par des tensions à vide équivalentes en ajoutant la chute de tension dans le transformateur. Pour cette procédure, qui est décrite en détails ailleurs dans la présente norme, il est nécessaire de connaître ou de supposer une valeur pour l'impédance de court-circuit du transformateur.

Dans le cas le plus simple, la spécification est définie par un cas de charge faible ou à vide et un cas de forte charge.

Dans les cas les plus compliqués, tels que pour les transformateurs de réseaux de grande puissance fabriqués spécialement et exposés à différents types de charge, il est recommandé d'avoir un entretien avec le fabricant au sujet de la spécification du transformateur, sur la base des cas reconnus d'application de charge, avant de fixer les caractéristiques assignées pour la spécification de l'offre. Cela est dû au fait qu'une spécification prématurément figée du transformateur peut verrouiller la disposition des enroulements d'une façon qui peut amener des difficultés techniques inutiles ou une conception non économique.

8.3 Procedure for the determination of rated and tapping quantities

8.3.1 General assumptions

The transformer has two main windings. One of these windings has tapplings.

Note that this terminology refers to a winding as the assembly of all turns associated with one of the voltages of the transformer (see definition 3.3.1 in IEC 60076-1). A winding may thus consist of several separate cylinders or discs. If the winding is tapped, this means that it is reconnectible so that its effective number of turns may be altered.

A tapping in the context of IEC 60076-1 is an abstract notion, meaning a state of connection of the winding. It is identified by a specific effective number of turns and a specific tapping voltage. The tapping voltage has the same meaning for a specific tapping as the rated voltage has for the principal tapping.

How the tapped winding is designed physically is immaterial for the present discussion. It may be that the tapped part of the winding is arranged as a separate physical body, referred to as a regulating winding, and connected with the main part of the winding. The connection may be either permanent or changeable by means of the tapchanger. Terms like "linear", "plus-minus", "coarse-fine" refer to different alternatives of regulation arrangement.

It does not matter for this discussion if, in addition to the two main windings, the transformer is equipped with a stabilizing winding or a small auxiliary winding with insignificant power rating. However, a true multi-winding transformer with simultaneous power flow across two or more pairs of windings falls outside the scope of the analysis.

The direction in which active power is flowing between the two windings have to be known. If the flow is reversible, the two cases have to be taken separately.

It should also be known, before the analysis can be completed, which of the two windings is the tapped winding. In general, this is determined by technical considerations and the manufacturer's design standard rather than by the conditions of the intended installation (see also 6.4).

The analysis will first consider all different loading cases representing the borders of the recognized range of variation. Each case is defined by values of active and reactive load power or apparent power and power factor. There is also a range of service voltage values, at the terminals of both windings, within which it will be possible to accomplish this loading.

The secondary voltage values under all loading conditions have to be replaced by the equivalent no-load voltages by adding the voltage drop in the transformer. For this procedure, which is described in detail elsewhere in this standard, it is necessary to know, or assume, a value of the short-circuit impedance of the transformer.

In the simplest case, the specification is defined by one low-load or no-load case, and one high-load case.

In more complicated cases such as large, tailor-made system transformers exposed to different types of loading, it is recommended that a discussion is taken up with the manufacturer about the specification of the transformer, based on the recognized cases of loading, before the ratings are fixed for the tender specification. This is because a prematurely fixed specification of the transformer may lock the winding arrangement in a way that could lead to unnecessary technical difficulties or an uneconomical design.

8.3.2 Grandes lignes de la procédure

- Pour chaque cas d'application de charge, le courant de charge sera calculé à partir de la puissance de sortie spécifiée et de la tension secondaire en service. La valeur maximale pendant tous les cas d'application de charge est notée.
- La chute de tension dans le transformateur pour des cas d'application d'une charge spécifiée doit d'abord être estimée pour que la tension de service sur les bornes de sortie puisse être convertie en tension à vide correspondante.
- Les valeurs maximale et minimale de la tension à vide équivalente sont notées pour les deux côtés du transformateur, pendant tous les cas d'application d'une charge (voir figure 30a).
- Les valeurs maximale et minimale du rapport de transformation sont calculées pour chaque cas d'application de charge et les extrêmes de ces rapports sont notés. Cela peut ne pas être nécessairement les combinaisons en diagonale des tensions extrêmes globales, car les tensions primaires et secondaires ne varient pas dans des directions opposées dans les limites maximales entre une charge faible et une charge élevée (voir figure 30b).
- A l'aide des informations sur le rapport de transformation, on détermine le courant d'entrée de l'enroulement primaire. La valeur maximale est notée.

A ce stade, les six paramètres nécessaires suivants ont été déterminés. Il encadrent la conception électrique du transformateur:

- tension primaire maximale;
- tension secondaire maximale;
- rapport de transformation maximal;
- rapport de transformation minimal;
- courant primaire maximal;
- courant secondaire maximal.

Pour continuer, il est maintenant nécessaire de connaître lequel des enroulements est l'enroulement à prises.

- La tension assignée de l'enroulement sans prise sera déterminée par la tension maximale sur ce côté du transformateur (voir figure 30c).
- Il est alors possible de déterminer l'étendue de tension des prises sur le côté de l'enroulement à prises à partir des paramètres de tension et de rapport de transformation en corrélation comme décrit en détail ci-dessous (voir figures 30c et 30d). Cela conduira souvent à une spécification des prises selon le principe de variation de tension combinée (voir 5.2 de la CEI 60076-1 et autres commentaires ci-dessous).
- La valeur maximale du courant de charge pour l'enroulement sans prise, ainsi que sa tension assignée, définira la puissance assignée du transformateur.

Sauf spécification contraire, il convient que toutes les prises soient des prises à pleine puissance (voir 5.2 et 5.3 de la CEI 60076-1). Pour éviter un surdimensionnement du transformateur, il peut être utile, cependant, de s'écarter de cette règle principale. Ainsi l'augmentation des tensions de prise dans l'enroulement à prises peut être tronquée vers l'extrémité de l'étendue de prise additive (variation de tension combinée). De même, l'augmentation des courants de prise vers l'extrémité de la prise soustractive est tronquée par l'application d'un courant de prise maximal. Cela signifie que les valeurs de puissance de prise de ces prises extrêmes sont réduites en comparaison de la valeur dans le milieu de l'étendue qui correspond à la pleine puissance assignée du transformateur.

- La prise principale est sélectionnée de préférence au milieu de l'étendue des prises. La tension et le courant de prise d'un enroulement à prises au niveau de celle-ci représenteront donc ses grandeurs assignées.
- L'ensemble complet des paramètres est finalement recueilli dans un tableau pour la spécification.

8.3.2 General outline of the procedure

- For each loading case, the load current will be calculated from the specified output power and secondary service voltage. The maximum value during any of the loading cases is noted.
- The voltage drop in the transformer at the specified loading cases has first to be estimated, so that the service voltage on the output terminals can be converted to corresponding no-load voltage.
- The maximum and minimum values of equivalent no-load voltage are noted for both sides of the transformer, during any of the loading cases (see figure 30a).
- The maximum and minimum values of voltage ratio are calculated for each loading case, and the extremes of these ratios are noted. This may not necessarily be the diagonal combinations of overall extreme voltages, because the primary and secondary voltages do not vary in opposite directions to the full extent between light load and heavy load (see figure 30b).
- Using the information on turns ratio, the input current of the primary winding is calculated. The maximum value is noted.

At this stage, the following six necessary parameters have been determined. They frame the electrical design of the transformer:

- maximum primary voltage;
- maximum secondary voltage;
- maximum voltage ratio;
- minimum voltage ratio;
- maximum primary current;
- maximum secondary current.

In order to continue, it is now necessary to know which winding is the tapped winding.

- The rated voltage of the untapped winding will be determined by the maximum voltage on that side of the transformer (see figure 30c).
- The tapping voltage range on the tapped winding side can then be determined from the correlated voltage and ratio parameters as shown in detail later (see figures 30c and 30d). This will often lead to a specification of tapplings according to the principle of combined voltage variation (see 5.2 of IEC 60076-1 and further comments below).
- The maximum value of load current for the untapped winding will in principle, together with its rated voltage, define the rated power of the transformer.

Unless otherwise specified, all tapplings should be full power tapplings (see 5.2 and 5.3 of IEC 60076-1). In order to avoid overdimensioning of the transformer it may, however, be useful to deviate for this main rule. Thus the increase of tapping voltages in the tapped winding may be truncated towards the end of the plus tapping range (combined voltage variation). Likewise the rise of tapping currents towards the minus tapping end is truncated by the application of a maximum current tapping. This means that the tapping power values for these extreme tapplings are reduced in comparison with the value in the middle range which is the full rated power of the transformer.

- The principal tapping is selected preferably in the middle of the tapping range. The tapping voltage and current for the tapped winding at this tapping will then be its rated quantities.
- The complete set of parameters is finally collected in a table for the specification.

Ces différentes étapes seront reprises en détail dans l'exemple pratique décrit dans les paragraphes suivants.

8.4 Détails de la procédure, étape par étape

Avec la description de la méthode sous sa forme générale, la démonstration est faite avec un exemple pratique.

Exemple

Transformation à partir d'un réseau de 115 kV à un réseau de 20 kV. L'étendue de tensions primaires requise est de 107 kV à la valeur maximale permise U_m du réseau qui est de 123 kV. La tension secondaire requise est de 20 kV à vide s'élevant jusqu'à 22 kV de tension à vide pour compenser la chute de tension dans le transformateur pour un courant à pleine charge qui est spécifié être de 1 000 A. (La tension de service réelle secondaire est alors de 21 kV si la chute de tension dans le transformateur est de 1 kV.)

Par souci de simplification, on suppose dès le départ que l'enroulement haute tension est l'enroulement primaire, qui reçoit la puissance active du réseau. Cet enroulement est également l'enroulement à prises. L'enroulement basse tension est celui sans prise. Dans ce qui suit, il est fait référence aux termes «primaire» et «secondaire» quand cela est important ou aux termes «à prises» ou «sans prise» de la même manière.

Il devrait donc être facile de conduire l'analyse suivant le même principe, même s'il devait s'agir d'un transformateur élévateur de tension ou si l'enroulement basse tension devait être un enroulement à prises.

8.4.1 Calcul de la chute de tension et de la tension à vide équivalente

(Le calcul n'est pas détaillé ici, mais il y est fait référence par souci d'exhaustivité.)

L'application d'une charge sur le côté secondaire est (S, ϕ) à une tension U_2 aux bornes secondaires du transformateur. Le courant de charge correspondant se calcule facilement. La charge représente également une impédance égale à Z_L :

$$Z_L = \frac{U_2^2}{S} = \left| \frac{U_2^2}{S} \right| (\cos \phi + j \sin \phi)$$

Avec S en MVA, U_2 en kV et Z_L en ohms. La formule est valable à la fois pour les charges monophasées et triphasées.

L'impédance de court-circuit du transformateur peut être estimée à partir des unités similaires existantes. Sa valeur n'est pas très critique à cet effet. En général, on estime une valeur d'impédance exprimée en pourcentage. La valeur correspondante en ohms est obtenue par multiplication avec l'impédance de référence du côté secondaire du transformateur.

$$Z_T = R_T + j X_T = \left| \frac{U_2^2}{S_{\text{ref}}} \right| \left(\frac{r_T}{100} + j \frac{x_T}{100} \right)$$

Le calcul de la chute de tension et de la tension à vide correspondante est décrit dans l'article 7 de ce guide.

These different steps will be detailed in line with a practical example in the following subclauses.

8.4 Details of the procedure, step by step

Together with the description of the method in general form, a practical example is demonstrated.

Example:

Transformation from a 115 kV system to a 20 kV system. The primary voltage ranges from 107 kV to the maximum allowable value, U_m , of the system, which is 123 kV. The secondary voltage is required to be 20 kV at no-load, rising to 22 kV no-load voltage to compensate the voltage drop in the transformer at full load current which is specified to be 1 000 A. (The actual secondary service voltage is then 21 kV if the voltage drop in the transformer is 1 kV.)

For the sake of simplification, it is assumed from the beginning that the high-voltage winding is the primary winding, which receives active power from a system. This winding is also the tapped winding. The low-voltage winding is untapped. In the following, reference is made to "primary" and "secondary" when this is significant, or to "tapped" and "untapped" when that is significant.

It should therefore be easy to conduct the analysis following the same principle, even if the transformer would be a step-up transformer or if the low-voltage winding is the tapped winding.

8.4.1 Calculation of voltage drop and equivalent no-load voltage

(This is not detailed here, but only referred to for completeness.)

The loading on the secondary side is (S, ϕ) at a voltage U_2 on the secondary terminals of the transformer. The corresponding load current is easily calculated. The load also represents an impedance equal to Z_L :

$$Z_L = \frac{U_2^2}{S} = \left| \frac{U_2^2}{S} \right| (\cos \phi + j \sin \phi)$$

Where S is in MVA, U_2 is in kV and Z_L is in ohms. The formula is valid for both single-phase and three-phase loads.

The short-circuit impedance of the transformer may be estimated from similar, existing units. Its value is not very critical for this purpose. Usually, a percentage impedance is estimated. The corresponding value in ohms is obtained by multiplication with the reference impedance of the secondary side of the transformer:

$$Z_T = R_T + j X_T = \left| \frac{U_2^2}{S_{\text{ref}}} \right| \left(\frac{r_T}{100} + j \frac{x_T}{100} \right)$$

The calculation of the voltage drop and corresponding no-load voltage is described in clause 7 of this guide.

8.4.2 Etendue de variation du rapport de transformation

Chacun des cas d'application de charge contient une prescription des tensions appliquées, côté primaire et secondaire, ou plages de tensions, auxquelles la charge peut être tirée. Les tensions du côté secondaire sont converties en une tension à vide équivalente comme indiqué en 8.4.1. On peut ensuite trouver les valeurs des rapports de transformation correspondants. Le rapport le plus faible et le rapport le plus élevé sont notés. Ce n'est pas nécessairement $U_{1 \max} / U_{20 \min}$, et $U_{1 \min} / U_{20 \max}$, comme l'indique la figure 30b.

$$n_{\max} = \left(\frac{U_1}{U_{20}} \right)_{\max.}; \quad n_{\min} = \left(\frac{U_1}{U_{20}} \right)_{\min.}$$

Les rapports extrêmes montrent la largeur relative de l'étendue de prises nécessaire. Si elle se trouve être anormalement grande, il peut être conseillé de revenir en arrière et d'examiner de façon critique les hypothèses initiales concernant les cas d'application de charge. A la fin de la procédure, l'étendue peut être modifiée en une notation standard existante.

Exemple (suite)

Les combinaisons extrêmes de tension sont dans ce cas

$$n_{\max} = 123/20 = 6,15 \text{ et } n_{\min} = 107/22 = 4,864$$

Il n'existe aucune indication de restriction pour les combinaisons extrêmes.

8.4.3 Tension assignée des enroulements sans prise

Il est supposé que l'enroulement primaire haute tension serait l'enroulement à prises tandis que l'enroulement secondaire basse tension serait l'enroulement sans prise. Que cette condition s'applique ou non, la procédure suivante peut en principe être conduite maintenant.

La tension assignée d'un enroulement sans prise U_{2r} sera en principe la tension reconnue la plus élevée pour toute condition de charge sur cet enroulement (la tension appliquée s'il s'agit du primaire, tension induite équivalente s'il s'agit du secondaire) (voir figure 30c).

La CEI 60076-1 prescrit qu'un transformateur doit être capable d'un service continu sans dommage avec une surtension de 5 %. Cela n'est pas destiné à être utilisé systématiquement en service normal. Il convient de le réserver à des cas de service relativement rares pendant des durées limitées, par exemple pour un service d'urgence ou une application de pointes extrêmes de charge. Si un cas de charge élevée utilisé dans cette analyse est de cette nature, il est admis d'arrondir vers le bas la valeur de la tension assignée dans cette plage de tolérances.

En Amérique du Nord, la tension assignée est telle que

- a) le transformateur est capable de délivrer la puissance assignée de sortie en MVA à un $\cos \phi$ arrière de 80 % ou plus grand avec 105 % de la tension secondaire assignée sans excéder les valeurs garanties pour les échauffements;
- b) le transformateur est capable de fonctionner à vide avec la tension primaire spécifiée pour la condition a) ou 110 % de la tension assignée, peu importe laquelle est la plus grande, sans excéder les valeurs garanties pour les échauffements.

Exemple (suite)

Dans notre exemple, la tension secondaire assignée (enroulement sans prise) doit être de 22 kV.